Universidade Federal de Itajubá

Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica

Marcos Netto

Simulador para Treinamento de Operadores como Suporte à Operação em Tempo Real de Redes Inteligentes

Dissertação de Mestrado submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Ciências em Engenharia Elétrica.

Área de Concentração: Sistemas Elétricos de Potência

Orientador: Prof. Dr. Robson Celso Pires

Itajubá
Dezembro de 2013

Ficha catalográfica elaborada pela Biblioteca Mauá –
Bibliotecária Margareth Ribeiro- CRB_6/1700

N476s

Netto, Marcos
Simulador para treinamento de operadores como suporte à operação em tempo real de Redes Inteligentes / Marcos Netto. -- Itajubá, (MG) : [s.n.], 2013.
140 p. : il.

Orientador: Prof. Dr. Robson Celso Pires.
Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Itajubá.

1. Simulador para treinamento de operadores. 2. Operator Training Simulator. 3. Dispatcher Training Simulator. 4. OTS. 5. DTS. I. Pires, Robson Celso, orient. II. Universidade Federal de Itajubá. III. Título.

Ministério da Educação
UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ
Criada pela Lei nº 10.435, de 24 de abril de 2002

A N E X O II

FOLHA DE JULGAMENTO DA BANCA EXAMINADORA

Título da Dissertação: **"Simulador para Treinamento de Operadores como Suporte à Operação em Tempo Real de Redes Inteligentes"**

Autor: **Marcos Netto**

JULGAMENTO

Examinadores	Conceito A = Aprovado - R = Reprovado - I = Insuficiente	Rubrica
1º	A	
2º	A	
3º	A	
4º	A	

Observações:

(1) O Trabalho será considerado Aprovado se todos os Examinadores atribuírem conceito A.
(2) O Trabalho será considerado Reprovado se forem atribuídos pelos menos 2 conceitos R.
(3) O Trabalho será considerado Insuficiente (I) se for atribuído pelo menos um conceito R. Neste caso o candidato deverá apresentar novo trabalho. A banca deve definir como avaliar a nova versão da Dissertação.
Este documento terá a validade de 60 (sessenta) dias a contar da data da defesa da Dissertação.

Resultado Final: Conceito: A, ou seja, Aprovada

Observações: ______________________________

Itajubá, 12 de Dezembro de 2013.

Prof. Dr. Flávio Antonio Becon Lemos
1º Examinador – UFRS

Prof. Dr. Paulo Fernando Ribeiro
2º Examinador – Unifei

Prof. Dr. Antonio Carlos Zambroni de Souza
3º Examinador – Unifei

Prof. Dr. Robson Celso Pires
4º Examinador (Orientador) – Unifei

Dedicada aos meus pais

Moacir Netto e Francisca Grisotto Netto.

E aos meus irmãos

Ivan, Vitor e Edson Netto.

Agradecimentos

Ao meu orientador e amigo, professor Robson Celso Pires, pela receptividade com a qual me acolheu quando eu ainda era aluno do quinto período da graduação. E desde então, pela paciência, dedicação e incentivo.

A todos os professores do Instituto de Sistemas Elétricos e Energia da UNIFEI que, direta ou indiretamente, contribuíram para este trabalho. Em especial, gostaria de agradecer aos professores Pedro Paulo de Carvalho Mendes e Armando Martins Leite da Silva pelo comprometimento com a excelência no ensino.

Ao meu amigo, professor Kléber Roberto da Silva Santos.

Aos sócios da Automalógica, Evandro Carvalho de Oliveira, Gustavo Gonçalves Machado Silva e Marcelo Barbosa Ferreira, pelo apoio para que eu conduzisse as atividades do mestrado de forma conjunta às do trabalho. Ao Gustavo, devo ainda agradecer pela paciência com a qual, por diversas vezes, interrompeu suas atividades para me ensinar.

Ao amigo Tiago Torres dos Santos, pelas diversas oportunidades em que prontamente se dispôs a me ajudar nos períodos de graduação e mestrado.

A minha amiga Joyce Michelle de Faria.

Ao meu amigo Daniel Henrique Gueratto.

À CELESC (Centrais Elétricas de Santa Catarina), pelo apoio financeiro prestado através do Projeto de P&D 5697-2610/2011 – Metodologia para estimação robusta de estados com tratamento fuzzy de incertezas de sistemas trifásicos desequilibrados em ambientes com redes de distribuição ativas e inteligentes (SMART-GRID) – SMART-MATOR.

Resumo

O presente trabalho faz um levantamento histórico do desenvolvimento de simuladores para treinamento de operadores. As características e funcionalidades já consideradas, ou ainda em utilização neste tipo de solução estão identificadas e descritas. Também estão mostradas as propostas de desenvolvimento futuro, com base em tecnologias emergentes como, por exemplo, a computação nas nuvens. A partir de então, um simulador, atualmente em escala comercial, é discutido em detalhes. Este simulador é resultado do envolvimento de três empresas brasileiras desenvolvedoras de *software* para sistemas elétricos. Devido às características do motor de simulação utilizado, a saber, baseadas na solução cíclica de um algoritmo de fluxo de potência, o *software* se propõe, por enquanto, a atender a demanda de treinamento de operadores de centros de controle da distribuição e de grandes consumidores de energia, por exemplo, empresas do setor de alumínio. Apesar da crescente tendência de automatização dos procedimentos da operação de redes nas diversas condições operativas, há de se destacar que a tomada de decisão permanece sobre responsabilidade do operador. Portanto, a operação em tempo real de redes inteligentes certamente demandará a intervenção de operadores devidamente certificados e capacitados.

Abstract

The present study is an historical survey of the development of operator training simulators. The features and functionalities already considered, or currently in use, in this kind of solution are identified and described. Also shown are the proposals for future development based on emerging technologies, e. g., cloud computing. Since then, a simulator, currently on a commercial scale, is discussed in detail. This simulator is a result of the involvement of three Brazilian companies that develop software for electrical systems. Due to the characteristics of the simulation engine used, to know, based on a cyclic solution of power flow algorithm, the software proposes, for now, to meet the demand for training operators of distribution control centers and large energy consumers, for example, companies in the aluminum sector. Despite the growing trend of automation of network operation procedures in several operating conditions, it is to be noted that decision making remains a responsibility of the operator. Therefore, the real-time operation of smart grids will certainly require the intervention of trained and certified operators.

SUMÁRIO

ÍNDICE DE FIGURAS

ÍNDICE DE TABELAS

ABREVIAÇÕES

API	*Application Programming Interface*
CAG	Controle Automático da Geração
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCF	Controle Carga-Frequência
CELESC	Centrais Elétricas de Santa Catarina
CEPEL	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CHESF	Companhia Hidro Elétrica do São Francisco
CIGRÉ	*Conseil International des Grands Réseaux Électriques*
CIM	*Common Information Model*
CSV	*Comma-Separated Value*
CTEEP	Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista
DE	Despacho Econômico
DNP	*Distributed Network Protocol*
DTS	*Dispatcher Training Simulator*
EMS	*Energy Management System*
EPRI	*Electric Power Research Institute*
FIS	*Fuzzy Inference System*
FPO	Fluxo de Potência Ótimo
HVDC	*High Voltage Direct Current*
ICCP	*Inter-control Center Communication Protocol*
IED	*Intelligent Electronic Device*
IEEE	*Institute of Electrical and Electronics Engineers*
LAN	*Local Area Network*
LTC	*Load Tap Changer*
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
OPC	*Object linking and embedding for Process Control*
OTS	*Operator Training Simulator*
PC	*Personal Computer*
POO	Programação Orientada a Objeto
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
SAGE	Sistema Aberto de Gerenciamento de Energia
SCADA	*Supervisory Control And Data Acquisition*
SE	Subestação
T&D	Transmissão & Distribuição
TI	Tecnologia da Informação
XML	*eXtensible Markup Language*

Capítulo 1

Introdução

1.1 Considerações iniciais

Os centros de controle são considerados o "Sistema Nervoso Central" dos sistemas elétricos de potência. Através deles são realizadas ações de monitoramento, comando e controle em tempo real.

Na década de 50, as comunicações analógicas eram empregadas para coletar dados em tempo real do despacho de potência ativa das unidades geradoras e do fluxo de potência nas linhas. Os operadores utilizavam esses dados em computadores analógicos para fazer controle carga-frequência e despacho econômico. A frequência do sistema era utilizada em substituição às medições de balanço de potência entre geração e carga dentro de uma área de controle. O controle carga-frequência controlava a geração para manter a frequência e o intercâmbio programado entre áreas de controle. O despacho econômico ajustava a geração, de acordo com o custo incremental de cada unidade, para atender a demanda de potência das cargas a um custo mínimo global. Fatores de penalidade foram introduzidos para compensar as perdas na transmissão através da *loss formula*. Este foi o precursor dos centros de controle modernos.

Quando os computadores digitais surgiram, em meados da década de 60, as unidades terminais remotas foram desenvolvidas para coletar, em tempo real, medições de tensão, potência ativa e reativa, e o *status* dos disjuntores das subestações de transmissão. Através de um canal dedicado, essas informações eram levadas até um computador central com capacidade de efetuar os cálculos necessários para o controle automático da geração (combinação do controle carga-frequência e despacho econômico). A partir do centro de controle, tornou-se possível enviar comandos remotos para aumentar e diminuir os níveis de geração e para abrir ou fechar disjuntores. Este é o chamado sistema SCADA (*Supervisory Control And Data Acquisition*) [WuF05].

Historicamente, o blecaute ocorrido no nordeste dos Estados Unidos em novembro de 1965 impulsionou o desenvolvimento dos grandes centros de controle. A comissão de

investigação do incidente recomendou, entre outras providências, *“a intensificação do uso efetivo de computadores digitais no planejamento e na operação dos sistemas elétricos de potência”* [USF67]. A partir de então, a exigência por sistemas e dispositivos de aquisição de dados, comunicações e processamento nos centros de controle foi estressada ao limite do que as tecnologias de comunicações e computação podiam oferecer.

Na década de 70, com a introdução do conceito de segurança operativa, abrangendo os sistemas de geração e transmissão, a capacidade dos centros de controle foi ampliada. A segurança operativa, em sistemas elétricos, é definida como a habilidade do sistema em suportar distúrbios ou contingências, como a perda de um gerador ou linha de transmissão. O sistema de supervisão da segurança operativa de sistemas elétricos é responsável por monitorar, analisar e coordenar, em tempo real, os sistemas de geração e transmissão. Ele começa com a verificação do *status* dos equipamentos de manobra (disjuntores e chaves) e, a partir daí, a determinação da topologia da rede através do **processador topológico**. Em seguida, as medições (coletadas pelo sistema SCADA) são processadas em tempo real através do **estimador de estados**, para identificar e corrigir erros introduzidos por equipamentos e sistemas de comunicação. A resposta do estimador de estados é, então, utilizada na **análise de contingências**, para responder questões do tipo “o que aconteceria se...”. Esta análise utiliza um modelo estático da rede, ou seja, está baseada no cálculo de fluxo de potência. Adicionalmente, foram desenvolvidos algoritmos de solução eficiente para problemas de programação não linear de grande dimensão, conhecidos como **fluxo de potência ótimo**, considerando, por exemplo, restrições de despacho econômico, controle preventivo e/ou segurança operativa. A composição do sistema SCADA instalado no centro de controle, do processador topológico, estimador de estados e demais aplicativos dedicados à análise de redes é denominada Sistema de Gerenciamento de Energia (EMS – *Energy Management System*).

Os primeiros centros de controle utilizavam computadores dedicados, produzidos por fabricantes específicos. Em seguida foram utilizados computadores de propósitos gerais, dos *mainframes* aos mini. No final da década de 80 os minicomputadores foram gradualmente substituídos por *Workstations* UNIX ou PCs rodando em uma rede local (LAN – *Local Area Network*). Ao mesmo tempo, sistemas SCADA foram instalados em subestações e redes de distribuição, neste caso denominado DMS (*Distribution Management Systems*). Mais funções foram adicionadas a esses sistemas de gerenciamento à medida que a capacidade dos PCs aumentou.

Durante a segunda metade da década de 90, uma tendência começou a mudar fundamentalmente o setor elétrico. Isto passou a ser conhecido como reestruturação ou desregulamentação do setor [Rud98]. Empresas integradas verticalmente foram desagregadas; geração e transmissão separadas. Monopólios regulados foram substituídos por mercados de geração competitivos. A transmissão, no entanto, permaneceu fortemente regulada. A reestruturação foi baseada no princípio de que um mercado competitivo é mais eficiente na alocação de recursos. Enquanto fornecedores maximizam seus lucros e consumidores escolhem o melhor padrão de consumo de acordo com as suas possibilidades, o preço de mercado se auto ajusta chegando a um equilíbrio que é ótimo para o bem estar social.

Dois tipos de mercado coexistem no setor elétrico reestruturado. Um deles é o mercado bilateral, com contratos entre fornecedores e consumidores. O outro é um mercado de leilões, onde os geradores submetem propostas para um agente centralizado que determina a proposta vencedora e o preço. Um operador de mercado é necessário para gerir o mercado de leilões. Com a introdução dos mercados de energia, alguns centros de controle ficaram responsáveis por conduzir a operação do mercado e, ao mesmo tempo, garantir a confiabilidade do sistema. Estes dois aspectos são normalmente separados, embora coordenados.

A reestruturação da indústria do setor elétrico acabou trazendo duas grandes mudanças na estrutura dos centros de controle. A primeira, diz respeito à expansão das funções do centro de controle dos tradicionais sistemas SCADA/EMS, primeiramente dedicados à confiabilidade do sistema, para gerenciamento de negócios no mercado. A segunda mudança diz respeito à evolução dos centros de controle tradicionais, diferentes apenas em tamanho, para uma variedade de centros de controle de companhias de geração, transmissão e distribuição, operadores independentes do sistema, entre outros, cada um com suas especificidades [DyL94][DyL02][Mag04][WuF05].

Atualmente, os sistemas SCADA/EMS têm sido desenvolvidos segundo o conceito de que os sistemas elétricos podem operar em um dos quatro estados apresentados na Figura 1 [Lia74] [Pod10]. A definição de cada um dos estados é apresentada em sequência.

Normal (Seguro). Todos os equipamentos estão operando dentro de seus limites e, mesmo na ocorrência de uma contingência simples (ou dupla, em alguns casos), nenhum limite operativo será violado.

Normal (Inseguro). Todos os equipamentos estão operando dentro de seus limites, mas na eventual ocorrência de uma contingência, o limite operativo de algum equipamento será violado.
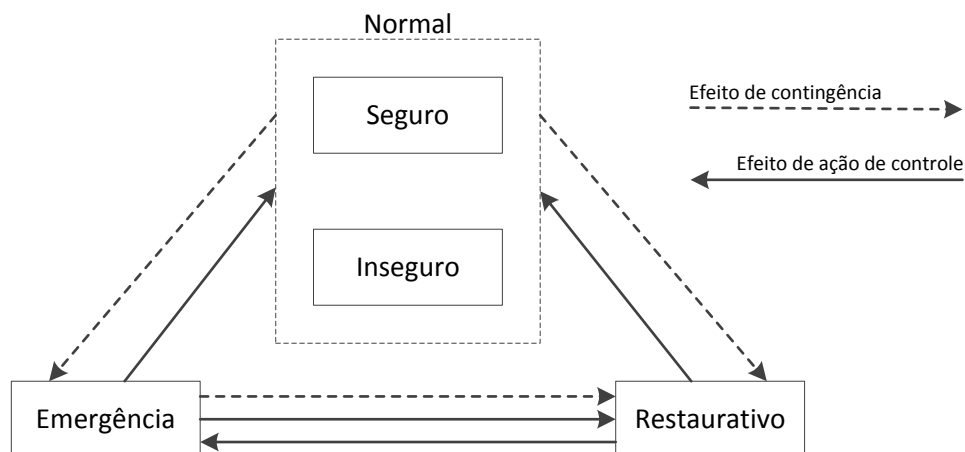
Figura 1 – Definição de estados operativos do sistema elétrico [Pod10]

Emergência. Existe pelo menos um equipamento que está fora de seus limites de operação.

Restaurativo. O sistema está em processo de recomposição, pois houve uma interrupção de maiores proporções na geração, transmissão ou carga.

Os estados operativos de Emergência e, principalmente, o Restaurativo, felizmente, ocorrem com menos frequência. No entanto, são os momentos onde o operador precisa tomar as decisões mais difíceis e, de forma rápida e assertiva. Também é o momento de maior tensão na sala de controle. Ainda que, através de estudos *off-line* realizados na pré-operação, sejam elaboradas instruções de operação considerando diversas contingências, é impossível cobrir todo o universo de situações. Assim, mesmo o operador mais experiente pode ser afetado pelo nervosismo causado por nunca ter vivenciado uma situação parecida. Sua velocidade e capacidade de raciocínio podem diminuir drasticamente, ocasionando uma decisão errada ou precipitada.

Considerando a complexidade da operação de sistemas elétricos em tempo real e a importância do fornecimento de energia elétrica em um contexto global, justifica-se a necessidade das empresas em dispor de recursos para o treinamento de seus colaboradores. Neste sentido, o simulador para treinamento de operadores mostra-se uma ferramenta importante, uma vez que o sistema real não oferece margem para erros.

1.2 Contextualização do trabalho

O simulador para treinamento de operadores apresentado neste trabalho é resultado do envolvimento de um grupo de pessoas e de três empresas distintas, todas desenvolvedoras de *software* para sistemas elétricos.

A Elipse[1] é uma empresa dedicada ao desenvolvimento de *software* para gerenciamento de processos. Ela é proprietária e desenvolvedora do *Elipse Power*, sistema SCADA/EMS no qual o OTS (*Operator Training Simulator*) está baseado.

A Powersyslab[2] desenvolve aplicativos de suporte à operação e planejamento de sistemas elétricos. No âmbito deste trabalho, foi a responsável por embarcar os algoritmos de configuração de redes e fluxo de potência no sistema SCADA/EMS *Elipse Power*.

A Automalógica[3] atua nas áreas de automação e proteção de sistemas elétricos e, neste projeto, foi responsável pelo desenvolvimento da interface de preparação e gerenciamento do treinamento.

1.3 Estruturação do trabalho

Embora os simuladores para treinamento de operadores sejam apresentados na literatura, desde o final da década de 70, como indispensáveis na preparação dos operadores de centros de controle em tempo real, ainda existem empresas importantes do setor elétrico que não dispõem deste tipo de ferramenta.

Em muitos casos, apesar do OTS estar embarcado no sistema SCADA/EMS, a empresa ainda não se sensibilizou para a importância da utilização contínua do simulador ou não tem uma cultura de treinamento bem estruturada. E, sendo assim, não direciona recursos financeiros e de pessoal nesta vertente.

Em outros casos, ainda, o sistema SCADA/EMS está tecnologicamente ultrapassado, e o OTS é parte de um projeto maior de modernização do centro de controle. Este processo de modernização, desde a escrita da especificação técnica de *hardware*,

[1] http://www.elipse.com.br
[2] http://www.powersyslab.com
[3] http://www.automalogica.com.br

software e demais estruturas necessárias até a conclusão do projeto, pode demandar anos.

Independentemente do contexto de cada empresa, o fato é que agentes importantes do setor elétrico brasileiro não submetem seus operadores ao treinamento contínuo e estruturado. Nestes casos, o desenvolvimento de competências desses profissionais continua acontecendo por meio de leitura de instruções operativas e convivência com operadores mais experientes.

Na sequência desta dissertação, o Capítulo 2 apresenta um levantamento do desenvolvimento histórico de simuladores para treinamento de operadores, desde a primeira publicação em 1976. Este levantamento foi feito em escala mundial em um primeiro momento e, posteriormente, em uma seção dedicada, considerando exclusivamente o Brasil. Finalmente, são apresentados exemplos de algumas empresas do setor elétrico mundial e nacional que atualmente fazem uso deste tipo de solução.

O Capítulo 3 faz uma apresentação detalhada do OTS. Os aspectos relacionados às restrições de tempo de simulação são discutidos inicialmente. Em seguida, as características necessárias e desejáveis dos simuladores, no que diz respeito a modelos e funcionalidades são mostradas. Os tipos de OTS disponíveis são classificados de acordo com sua capacidade de representação da realidade e suas limitações. Finalmente, dedicou-se uma seção para mostrar a importância dos simuladores no desenvolvimento das Redes Inteligentes.

No Capítulo 4 são discutidos os modelos utilizados pelo OTS apresentado neste trabalho. Cada um dos equipamentos elétricos considerados é detalhado e, suas limitações, quando existentes, são justificadas. Embora os modelos estáticos utilizados em simulações *off-line* de fluxo de carga estejam bastante difundidos, existem algumas particularidades no que tange a sua utilização em um simulador para treinamento de operadores. Os algoritmos de simulação, a saber, processador topológico (configurador de redes) e fluxo de potência são discutidos em sequência. Embora sejam, ambos, algoritmos bastante divulgados na literatura, o objetivo é apresentar alguns detalhes referentes à sua implementação computacional.

O Capítulo 5, por sua vez, é destinado à apresentação da interface desenvolvida para o gerenciamento do treinamento. Esta é uma parte importante do OTS, envolvendo aspectos relacionados à preparação de cenários, sequências de eventos e curvas de carga, além do registro de todo o histórico das sessões de treinamento. É neste capítulo que está a principal contribuição deste trabalho. Os recursos existentes na interfa-

ce para os quais este trabalho não contribuiu (foram desenvolvidos antes de seu início) estão brevemente apresentados, embora sejam discutidos em detalhes posteriormente, no Apêndice A.

Finalmente, no Capítulo 6, algumas conclusões e propostas de desenvolvimentos futuros estão apresentadas.

Capítulo 2

Desenvolvimento histórico

2.1 Considerações iniciais

Desde a publicação do primeiro trabalho sobre um simulador digital dedicado ao treinamento de operadores, em 1976, muito foi feito e, a literatura relacionada ao tema é vasta. A seguir, apresenta-se um levantamento histórico, em ordem cronológica, do estado da arte no que diz respeito à OTS. Apenas os artigos que se enquadraram dentro de critérios pré-estabelecidos estão citados. Os critérios definidos são apresentados a seguir.

- Tipo de simulação. Apenas os trabalhos relacionados a simuladores digitais foram considerados, excluindo-se, portanto, àqueles que dizem respeito a simuladores analógicos e/ou híbridos (digitais e analógicos);

- Modelagem elétrica. Em diversos trabalhos, utilizou-se de técnicas de inteligência artificial (por exemplo, sistemas especialistas) para responder as intervenções feitas no sistema pelo operador em treinamento. Este tipo de abordagem do problema não realiza nenhuma simulação elétrica e, por isso, foi considerada fora do escopo deste trabalho;

- Avanço/ Inovação. Estão apresentados os trabalhos que trouxeram algum avanço com relação aos anteriores, seja em função de uma nova funcionalidade desenvolvida, experiência de utilização, ou ideia de avanço.

2.2 OTS no mundo

Os primeiros trabalhos dedicados ao desenvolvimento de um simulador <u>digital</u> para treinamento de operadores são atribuídos a James R. Latimer e Ralph D. Masiello, com publicações sucessivas e complementares em 1976 [Lat76] e 1977 [Lat77]. Naquele momento, os centros de controle já estavam incorporados como parte importante dos sistemas elétricos e, a exemplo do que acontecia em outros setores (Nuclear,

de Aviação e Militar), observou-se a necessidade de uma ferramenta de simulação, visto que o treinamento baseado em experiências do cotidiano não se mostrava adequado.

Embora a complexidade do sistema utilizado fosse baixa (algo em torno de 50 subestações e 15 unidades geradoras), a limitação existente no desempenho dos computadores exigiu que algumas simplificações fossem adotadas nos modelos. O sistema foi admitido coerente, e, portanto, com frequência única. O método utilizado na solução do algoritmo de fluxo de potência foi o desacoplado, devido às restrições impostas pelo tempo, uma vez que o resultado da simulação deveria ser apresentado a uma taxa inferior a de atualização dos sistemas SCADA da época (10 segundos).

Apesar de o sistema modelado pelos autores ter sido relativamente pequeno e, ainda, de algumas simplificações terem sido adotadas, as principais características de um OTS foram identificadas. Admitiu-se:

- A modelagem das dinâmicas de longo prazo como sendo necessária ao que se propõe o simulador;
- A necessidade de utilização de uma base de dados gerenciável para troca de informação com o sistema SCADA, possibilitando que o simulador fosse independente de padrões de fabricantes e flexível a possíveis alterações no sistema real (substituição de equipamentos, expansão do sistema elétrico, alteração de parâmetros, etc.);
- A possibilidade de participação de um operador experiente, executando o papel de treinador (instrutor), com objetivo de direcionar o treinamento a cumprir com os objetivos propostos.

A Figura 2 a seguir é uma representação esquemática do que foi considerado na modelagem elétrica da rede.

Em 1978, o EPRI (*Electric Power Research Institute*) compos o *Working Group on Operator Training* (WG 78-4). Em seguida, o mesmo EPRI contratou a *Control Data Corporation* para desenvolver o OTS. Por sua vez, a *Macro Corporation* foi subcontratada para desenvolver a interface entre OTS e SCADA/EMS. A *Arizona State University* foi subcontratada para desenvolver modelos e algoritmos. E, finalmente, a *Seville Division of Flight Safety Training* foi subcontratada para desenvolver os requisitos de treinamento.
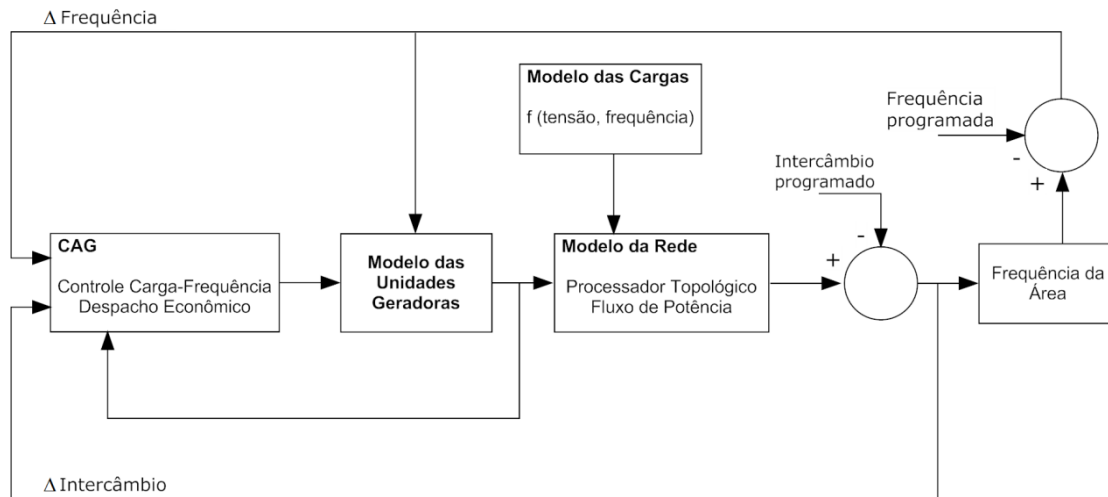
Figura 2 – Diagrama do modelo elétrico do primeiro simulador proposto [Lat77]

Um avanço significativo foi apresentado em [Pod82]. Segundo os autores, na proposta apresentada, um sistema de 250 barras é simulado em 2 segundos; um sistema de 500 barras, em 4 segundos; e um sistema de 1000 barras, em 8 segundos. A ideia de participação de um operador experiente no treinamento também foi considerada e, neste caso, evoluída. O desenvolvimento contemplou uma interface dedicada ao instrutor. Diversas funções foram disponibilizadas através desta interface, como está apresentado na Figura 3.
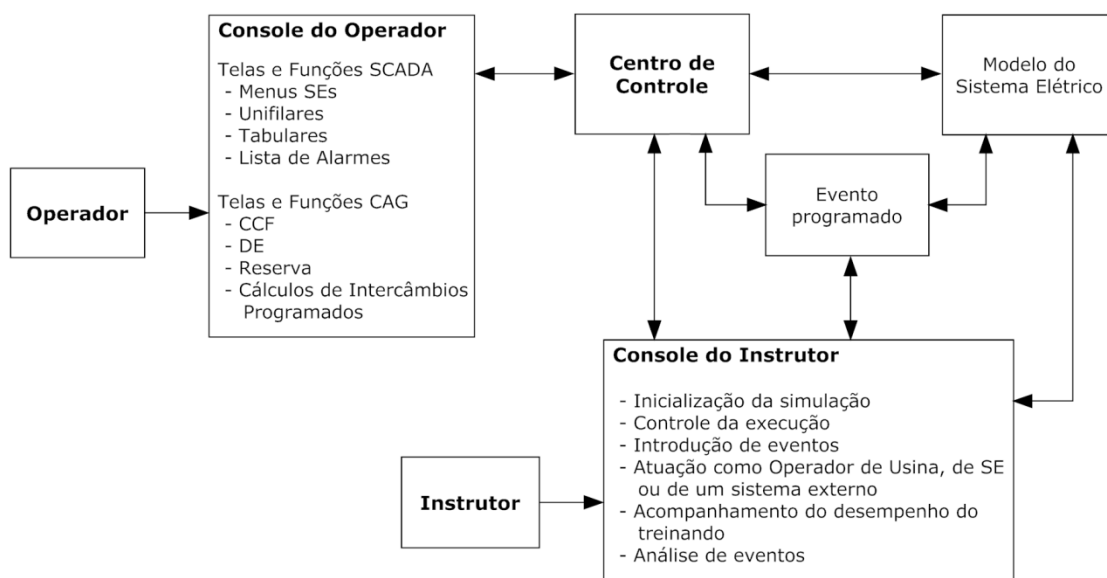
Figura 3 – Diagrama do simulador proposto em [Pod82]

Considerando o modelo elétrico do sistema, foram disponibilizados dois métodos para solução das equações de fluxo de potência: Desacoplado e *Newton-Raphson*. Quanto à representação da dinâmica das unidades geradoras, as equações algébrico-diferenciais não lineares foram solucionadas via método trapezoidal implícito. Segundo os autores, independentemente do tamanho do sistema, as equações dinâmicas das unidades geradoras foram resolvidas, no mínimo, a cada segundo, garantindo que as variações de frequência do sistema fossem precisamente modeladas.

O programa de treinamento de operadores desenvolvido pela *General Electric Company* está descrito em [Mol82]. Para cada um dos quatro módulos são apresentados os objetivos, os conceitos envolvidos, os modelos elétricos utilizados e os recursos complementares disponíveis no centro de treinamento.

No trabalho de [Sat82], está apresentado o OTS desenvolvido pela companhia japonesa *Chubu Electric Power Company.* De acordo com os autores, a simulação está baseada na representação estática da rede, isto é, no cálculo de fluxo de potência. Embora a representação dinâmica não tenha sido considerada, o cálculo da frequência é realizado através da solução de equações algébricas linearizadas baseadas na premissa de que uma área é suprida por apenas um gerador.

Em [Shi83] são apresentados os resultados do desenvolvimento de um simulador pela companhia de transmissão japonesa *Kyushu Electric Power Company*. Os modelos e algoritmos utilizados, bem como os resultados da simulação estão claramente apresentados. O método utilizado para solução do algoritmo de fluxo de potência foi o de *Tamura* e *Iwamoto*. É apresentada uma tabela comparativa, segundo a qual, este método é superior ao método de *Newton-Raphson* em tempo de convergência e em número de iterações.

Em [DyL83] é apresentada uma especificação técnica dedicada ao desenvolvimento de um OTS, resultado parcial do projeto do EPRI. Os autores demonstraram uma preocupação em desenvolver um *software plug and play*, com capacidade de ser instalado em qualquer centro de controle e integrado em qualquer sistema SCADA, com pouca ou nenhuma adaptação. Para tanto, foi proposta uma divisão do OTS em dois subsistemas, integrados através de uma estrutura intermediária (Figura 4).
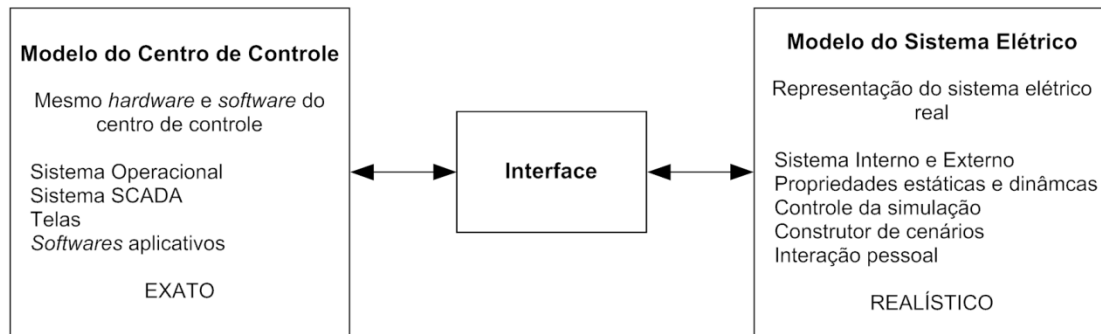
Figura 4 – Divisão do OTS em subsistemas [DyL83]

Esta publicação foi a primeira a classificar o OTS em, basicamente, dois grupos:

1. *Stand-alone*: O simulador é completamente isolado do sistema SCADA real instalado no centro de controle (este é o caso do simulador apresentado neste trabalho).

2. *Integrated*: O simulador é instalado no centro de controle em tempo real. Neste caso, existe conexão entre o SCADA real e o simulado. Conforme detalhado em [And86], este tipo de filosofia de instalação ainda pode ser subdividido em duas categorias.

    a. OTS totalmente integrados (*hardware* e *software*) ao SCADA real. Este é o caso de fornecedores de sistemas SCADA/EMS que agregaram o simulador em sua solução;

    b. OTS genérico, com capacidade de ser integrado à solução dos mais diversos fabricantes (este é o caso do simulador desenvolvido pelo EPRI).

Com relação à modelagem do sistema elétrico, a principal evolução foi o método de solução do algoritmo de fluxo de potência. Um sistema com até 1000 barramentos deveria ser simulado em menos de 5 segundos. Para atender tal restrição, a proposta foi dividir a solução do fluxo de potência em duas etapas. A primeira foi denominada solução da janela de interesse, isto é, a solução de um subconjunto das equações dos barramentos, considerando sua proximidade ao ponto de interesse (o ponto de interesse é aquele onde houve alguma alteração topológica ou de carregamento). Assim, o resultado seria rapidamente apresentado ao operador em treinamento, através do sistema SCADA. Em um segundo momento, o fluxo de potência é efetivamente resolvido para toda a rede.

Outra consideração importante feita pelos autores diz respeito aos tipos de evento possíveis de serem simulados. Publicações anteriores haviam classificado basicamente dois tipos de evento, quais sejam: determinísticos e condicionais. Eventos do tipo probabilísticos foram, portanto, adicionados.

O trabalho de [Sai84] apresenta um simulador desenvolvido para representar a dinâmica transitória do sistema, o que até então não havia sido considerado em outros trabalhos. Os autores utilizam técnicas de processamento vetorial e paralelo, além de simplificações no modelo do gerador. Um sistema teste, composto de 186 barras e 44 geradores é utilizado para apresentar os resultados obtidos.

Em [Hem85] é apresentado o estado da arte em modelos para simulação dinâmica de alguns tipos de turbina. O desempenho de tais modelos é então avaliado em termos de resposta e de tempo de simulação. Segundo os autores, os resultados apresentados demonstraram que os modelos poderiam ser utilizados em OTS, com algumas simplificações.

O trabalho de [Sus86] apresenta os resultados de outro esforço de desenvolvimento feito pelos japoneses, desta vez para a também transmissora de energia elétrica TEPCO (*Tokyo Electric Power Company*), naquele momento, a maior companhia elétrica do mundo segundo o artigo. No desenvolvimento do simulador foram consideradas quatro estações para instrutor (ao invés de apenas uma), para que a simulação pudesse englobar diversos níveis hierárquicos de centros de controle. O *software* foi desenvolvido para ser utilizado em um sistema com processamento paralelo. Segundo os resultados apresentados, isto reduziu drasticamente o tempo de simulação. Além disso, o desenvolvimento também contemplou a simulação de estabilidade transitória.

Em [And86] foram apresentados os principais desafios encontrados no desenvolvimento de simuladores até aquele momento. Esta publicação foi resultado de um relatório preparado pelo então *Working Group on Operator Training* (WG78-4), financiado diretamente pelo EPRI. Esta publicação pode ser considerada como divisora de águas entre a primeira e a segunda geração de desenvolvimento de OTS. Até aqui, na maioria dos trabalhos, discutiu-se principalmente as funcionalidades que deveriam ou não ser consideradas, a janela de tempo da simulação, como e com que precisão modelar os mais diversos equipamentos e dispositivos integrantes dos sistemas elétricos.

Basicamente, os problemas enfrentados no desenvolvimento foram classificados em cinco tópicos, conforme apresentado a seguir.

1. Programa de treinamento.
2. Limitações apresentadas pelos OTS então desenvolvidos. Os sistemas elétricos interligados e complexos são simultaneamente influenciados por muitos operadores, distribuídos geograficamente em centros de controle regionais, de subestações, de centrais geradoras, de interconexões, entre outros. Quando visto por este prisma, um operador é um membro entre muitos, cada um com capacidade de atuação e controle, áreas de jurisdição e responsabilidades diferentes. Diversos tipos de operação requerem ações coordenadas entre operadores de centros de controle diferentes. Diversos aplicativos de auxílio à tomada de decisão em centros de controle em tempo real, como o de análise da segurança operativa, haviam sido desenvolvidos recentemente e, portanto, não estavam considerados no OTS. A taxa de atualização dos sistemas SCADA estava contemplada entre dois e quatro segundos. A capacidade de resposta dos simuladores, no entanto, apresentava-se conforme a seguir.
    a. Simulação sem alteração topológica: 6 a 10 segundos;
    b. Simulação com alteração topológica: (1,5-2,5) x (6 a 10 segundos).
3. Problemas na modelagem dinâmica. Para melhor entendimento das necessidades de modelagem dinâmica, a seguinte divisão foi proposta.
    a. Sistema interligado como uma grande e única ilha;
    b. Sistema composto por duas ou mais ilhas, cada uma com frequência uniforme;
    c. Sistema em processo de separação em ilhas, com frequências dos geradores não uniforme.
4. Necessidades especiais para companhias com despacho descentralizado.
5. Novos desenvolvimentos para a próxima geração e problemas a serem resolvidos.

A Tabela 1 a seguir é uma síntese da capacidade de simulação dos OTS desenvolvidos até 1986 e da proposta de desenvolvimento feita pelo EPRI, considerando os principais equipamentos, dispositivos e infraestrutura do sistema elétrico.

Uma introdução detalhada no que diz respeito à simulação de sistemas elétricos em tempo real para treinamento de operadores está apresentada em [Bar97]. Alguns conceitos de simulação em tempo real, os desafios envolvidos no desenvolvimento deste tipo de ferramenta, bem como suas restrições quanto à capacidade de representação

da realidade são discutidos. Em seguida, os autores apresentam as características do OTS desenvolvido pela companhia francesa EDF (*Electricité de France*) em 1988.

Modelo	Até 1986	Proposta EPRI
Barramentos	500-1200	2000
Geradores	30-200	2000
Linhas de transmissão CA e transformadores	1000-1800	3000
Linhas de transmissão CC	---	10
Transformadores LTC	50-200	400
Transformadores defasadores	100	20
Relés de proteção	---	2000
Disjuntores e chaves seccionadoras	4000	6000
Medidas analógicas	1500	6000
Medidas digitais	4000	6000
Dispositivos de compensação *shunt*	20-100	600
Dispositivos de compensação série	---	100
Unidades terminais remotas	75-200	400
Cargas	500	2000
Áreas de CAG	5-20	20
Níveis de tensão	---	12
Ilhas	5-10	12
Outros equipamentos (reator de interligação de barra)	---	100
Subestações	200-500	800
Conexões SCADA remotas	---	5

Tabela 1 – OTS até 1986 [And86]

O sistema modelado pela EDF compreende 200 subestações, 350 linhas de transmissão, 100 conjuntos de unidades geradoras e 150 pontos de consumo (cargas concentradas). A taxa de atualização das telemedidas no sistema SCADA foi considerada igual a 10 segundos e, portanto, este foi o parâmetro utilizado na restrição de tempo da simulação. As dinâmicas lentas da rede estão representadas, bem como uma representação simplificada das dinâmicas rápidas. Segundo o que está escrito, para representação das consequências de um curto-circuito as unidades geradoras são representadas por uma força eletromotriz, ***E***, vista através de uma reatância transitória, $\boldsymbol{X'_d}$. Como resultado, obtém-se o módulo e a direção das correntes de curto-circuito, bem como a aceleração inicial do sistema elétrico, após a resolução de (2.1).

$$\begin{bmatrix} I_g \\ 0 \end{bmatrix} = Y \begin{bmatrix} V_g \\ V_c \end{bmatrix} \tag{2.1}$$

Onde V_g representa a tensão das unidades geradoras; V_c a tensão das cargas; Y a matriz de admitância do sistema; e I_g as correntes de injeção dos geradores.

Portanto, a representação simplificada das unidades geradoras é conforme está apresentado em (2.2). O curto-circuito é levado em consideração através da modificação da matriz Y.

$$I_g = \frac{1}{jX'_d}\left(E - V_g\right) \tag{2.2}$$

Embora a maioria das publicações relevantes até aquele momento tivessem considerado modelos dinâmicos de longo prazo no desenvolvimento, algumas haviam proposto simplificações. Não estava claro, até então, o impacto dessas simplificações na precisão dos resultados, tampouco o ganho de tempo de simulação acarretado por elas. Essa lacuna começou a ser preenchida com o trabalho de [Kol89], onde foi feita uma apresentação bastante detalhada dos modelos para simulação dinâmica de unidades geradoras. Os modelos foram classificados da seguinte maneira:

- Primeira classe, representando o estado da arte em simulação dinâmica de longo prazo até aquele momento;
- Segunda classe, sendo estes modelos simplificados a partir dos modelos de primeira classe;
- Terceira classe, sendo estes modelos bastante simplificados. Foram especialmente desenvolvidos para utilização em OTS.

Em seguida, os autores apresentaram uma análise de erros, no domínio da frequência e do tempo, para cada uma das três classes. Finalmente, é apresentado o ganho percentual em tempo de simulação da segunda e terceira classes, quando comparadas à primeira.

No mesmo ano, alguns meses depois, o resultado do esforço de desenvolvimento da segunda geração de OTS foi publicado através de dois artigos.

Em um dos artigos [Pra891], são apresentados os modelos de componentes do sistema elétrico desenvolvidos especificamente para utilização no OTS. São apresentados modelos de carga, relés de proteção, transformadores, geradores e HVDC. Estes modelos, somados aos modelos de unidades geradoras apresentados em [Kol89] constituíram o arcabouço necessário para o desenvolvimento do OTS.

No segundo artigo [Pra89], os autores apresentam os algoritmos utilizados e os resultados das simulações realizadas. O pior caso dentre os considerados (a perda de uma unidade geradora em um sistema com 904 barramentos) foi simulado em 3,10 segun-

dos. Esta simulação foi feita considerando os modelos mais refinados de carga e, uma mescla entre os modelos de primeira, segunda e terceira classe de unidades geradoras. Há de se destacar, ainda, que o algoritmo de fluxo de potência considerado foi o desacoplado rápido que, como os próprios autores admitiram, pode apresentar dificuldades para convergência em alguns sistemas.

Este trabalho pode ser considerado como o fechamento da segunda geração de OTS.

Em [Kai90], foi descrita a experiência da companhia elétrica chinesa *China Light & Power Company* na utilização do OTS, desenvolvido pela *Harris Corporation* e comissionado em junho de 1986. Segundo os autores, o primeiro desenvolvimento de uma ferramenta de simulação foi finalizado em 1980. Os resultados mostrados, portanto, já faziam parte de um segundo estágio de desenvolvimento. A publicação, no entanto, não trouxe nenhuma novidade com relação ao que já havia sido feito em trabalhos anteriores. Ao contrário, vários itens importantes não foram considerados (por exemplo, a sensibilidade da carga em função da variação da tensão).

No trabalho de [Vad91], são apresentados os resultados da integração entre o OTS e a simulação de estabilidade transitória (dinâmicas de curto prazo). A iniciativa de desenvolvimento partiu da companhia *New York Power Pool* (NYPP). O programa desenvolvido para simulação da estabilidade transitória foi integrado ao OTS através de um *loop* externo. Para utilização deste recurso, o andamento da simulação do OTS era pausado e a simulação da estabilidade transitória era executada podendo, então, retornar os resultados para o ambiente do OTS. Tal função, portanto, não tinha capacidade de ser executada em tempo real. Adicionalmente, as vantagens trazidas pela simulação de curto prazo para o treinamento de operadores não foram efetivamente comprovadas.

Outros resultados do projeto desenvolvido pelo EPRI foram publicados em [Wai91], [Buc91], [Chu91] e [Wai92]. O próximo passo, de acordo com os autores, seria avaliar o que foi desenvolvido na prática. *Philadelphia Electric Company* foi escolhida para avaliar o sistema desenvolvido. Até a data desta publicação, o processo de avaliação do simulador em campo ainda estava em andamento. Segundo o autor, dois itens eram necessários para formular alguma conclusão: (1) Instalação do OTS em outros ambientes diferentes do primeiro e (2) acúmulo de experiências com treinamento baseado em simulador pelas empresas do setor elétrico.

Em todos os relatos, observou-se que o sistema foi bem aceito pelo pessoal de operação. Algumas dificuldades, no entanto, existiam, tanto na implantação quanto na utili-

zação do simulador. Nos casos em que o OTS foi desenvolvido separadamente, e instalado em um EMS já existente, o esforço para adaptação das bases de dados do sistema SCADA para substituir o sistema real pelo simulador foram consideráveis. Foi verificada a necessidade de dados de sistemas externos para que as simulações de algumas funções fossem realmente fidedignas, como é o caso do CAG. Também foram notadas algumas exigências para a execução do treinamento de modo satisfatório, por exemplo, a necessidade de conhecimento teórico e prático em alto nível pelo instrutor. Para cada hora de treinamento gastava-se 8 horas de preparação.

Ao final do artigo, existe uma sessão de discussões. Segundo o que foi escrito, apesar de muitas empresas terem um OTS instalado até a data de publicação, havia uma verificação alarmante de que, na maioria dos casos, os resultados não eram satisfatórios ou ainda, em alguns casos, a ferramenta sequer estava sendo utilizada.

Em [Iri92] foi descrito um aplicativo complementar ao OTS, também desenvolvido no âmbito do projeto conduzido pelo EPRI. O aplicativo foi denominado *Heuristic Scenario Builder*. As seguintes afirmações foram utilizadas para justificar o esforço despendido no desenvolvimento deste aplicativo:

- O estado inicial, o estado final e a sequência de eventos que leva o sistema elétrico do estado inicial para o estado final devem ser cuidadosamente programados. Deve-se considerar, entre outros, o objetivo do treinamento e o nível do operador que será treinado (iniciante, intermediário e/ou experiente, por exemplo). Este processo foi denominado preparação do cenário;

- A atividade de preparação do cenário é complexa. Portanto, deve ser conduzida por pessoal altamente qualificado e com profundo conhecimento do sistema elétrico a ser simulado. Normalmente, pessoal com este nível de qualificação não dispõe do tempo necessário para conduzir essas atividades;

- O universo de soluções possíveis para que o sistema seja levado de um estado inicial para um estado final é tanto maior quanto for o sistema a ser simulado. O aplicativo desenvolvido se utiliza de sistemas especialistas e buscas heurísticas para tentar abranger a maior parte deste espaço. Ainda que se disponha de pessoal qualificado e dedicado à atividade de preparação do cenário, é praticamente impossível que a mesma amplitude seja alcançada por um ser humano em tempo hábil.

Segundo os autores, o aplicativo desenvolvido foi testado com sucesso na *Philadelphia Electric Company*. Este sistema já havia sido citado em publicações anteriores sem, no entanto, ter sido apresentado em detalhes.

Mais tarde, conforme descrito em [Sig93], a estrutura do EPRI-OTS e de seus aplicativos complementares foi totalmente redesenhada e baseada na plataforma UNIX. Segundo os autores, o objetivo principal foi tornar o OTS independente de plataformas proprietárias, podendo ser adaptado as mais diversas estruturas de centro de controle. Adicionalmente, algumas melhorias foram realizadas e, o tempo de simulação foi reduzido de 5 segundos para 1 segundo.

Em [Mil93] ou autores compartilham a experiência da NYPP (*New York Power Pool*), hoje NYISO (*New York Independent System Operator*), com a utilização do OTS na qualificação dos operadores. Um caso prático bastante interessante foi apresentado, no qual uma situação operativa que havia sido estudada durante os treinamentos com o OTS foi encontrada na prática alguns meses depois. No exemplo em questão, uma área de 345/115 kV foi apresentada. Três bancos de capacitor eram responsáveis por fornecer suporte de reativo na baixa tensão. Durante o treinamento, um dos bancos foi colocado fora de serviço. Os operadores em treinamento utilizaram um aplicativo de suporte à operação em tempo real e a solução encontrada foi partir dois geradores térmicos a gás, o que não foi suficiente para evitar a sobrecarga em uma das linhas de transmissão da área. O sistema estava entrando em uma região de colapso de tensão. Após discutirem a situação com o instrutor, a decisão foi a de reduzir a tensão em 5%, o que foi efetivo no restabelecimento das condições operativas da rede. Na prática, alguns meses após o treinamento, o mesmo banco de capacitores que havia sido colocado fora de serviço no treinamento pegou fogo e foi retirado de serviço pela proteção. Os operadores daquele turno, que haviam participado do treinamento, se utilizaram da mesma estratégia e atuaram rapidamente no sentido de normalizar o sistema. A atuação dos operadores foi assertiva.

O OTS da NYPP já utilizava, a esta altura, o *software* de análise de estabilidade transitória apresentado anteriormente e descrito em [Vad91], como auxiliar ao planejamento e execução dos treinamentos. O artigo também apresentou algumas sugestões de desenvolvimento futuro, no sentido de tornar a ferramenta de simulação ainda mais próxima do real.

Em [Kyu94] é apresentado o OTS desenvolvido pela companhia japonesa HEPCO (*Hokuriku Electric Power Company*). A simulação de estabilidade transitória, em tempo

real, foi considerada um requisito de projeto. Para alcançar este objetivo, o *software* foi desenvolvido para utilizar esquemas de processamento paralelo e arquitetura multi-processador. Adicionalmente, os modelos convencionais de geradores sofreram algumas simplificações como, por exemplo, a desconsideração dos enrolamentos amortecedores. O método de integração utilizado foi o trapezoidal implícito, justificado por sua estabilidade numérica e por ter apresentado uma exatidão razoável ao ser utilizado com passo de integração de 100ms. O esquema utilizado foi o alternado, em detrimento do simultâneo. Segundo os autores, a escolha foi baseada no fato de que a matriz Jacobiana, para o método simultâneo, é alterada a cada iteração, o que, em última instância, ocasionaria maior esforço computacional.

Um segundo requisito deste projeto foi ter a capacidade de simular as ações dos relés de proteção automaticamente. Neste caso, o objetivo não foi incorporar o cálculo de faltas, mas ter a capacidade de representar as suas consequências (por exemplo, a abertura de disjuntores) através de lógicas do tipo *IF/THEN*. Segundo os autores, 994 relés de proteção estavam considerados no simulador até o momento da publicação.

Apesar de ter a capacidade de simulação da estabilidade transitória, o simulador apresentado neste artigo não era capaz de responder a lógica de controle de áreas externas. Em outras palavras, isto quer dizer que não tinha a capacidade de simular um CAG centralizado.

O trabalho apresentado a seguir foi considerado o início da terceira geração de simuladores para treinamento de operadores. Isto se justifica pelas diversas características apresentadas, tais como a utilização de computadores do tipo *Workstation* (ainda que parcialmente) e a comunicação através de um protocolo padronizado e aberto (TCP/IP).

Em [Raj94] é apresentada a experiência de utilização do EPRI-OTS, instalado pela primeira vez, ainda que parcialmente, em um computador do tipo *Workstation* (até aquele momento só haviam sido utilizados computadores do tipo *Mainframes*). Adicionalmente, foram feitas diversas melhorias, tais como:

- Eventos condicionais. A possibilidade de configurar uma sequência de eventos que seja disparada caso se verifique determinadas condições, trouxe maior realidade à simulação. Além disso, reduziu significativamente as atividades do instrutor durante o treinamento. Os autores vislumbraram, ainda, a possibilidade de desenvolver a capacidade de simular eventos probabilísticos. No entanto, como o instrutor não teria controle sobre este tipo de evento, pois seriam

disparados aleatoriamente (em função da taxa de falha cadastrada para os equipamentos, por exemplo), concluíram que este tipo de funcionalidade poderia atrapalhar o bom andamento de um treinamento;

- Inicialização a partir de um *snapshot* do sistema SCADA em tempo real. Esta funcionalidade permitiu que os operadores pudessem utilizar o OTS para avaliar o impacto de uma atuação no sistema elétrico, antes de efetivamente realizá-la;

- Gravação e reprodução de uma sessão de treinamento para revisão. Esta funcionalidade foi desenvolvida baseada na gravação periódica das variáveis de entrada do sistema SCADA (comandos de abertura/fechamento de disjuntores e chaves seccionadoras, sobe/desce tap, etc.) introduzidas pelo operador em treinamento, das variáveis de entrada e eventos do modelador elétrico e, das variáveis do CAG. A possibilidade de rever uma sessão de treinamento pode contribuir para consolidar o aprendizado;

- Comunicação com o sistema SCADA através do protocolo TCP/IP. Este foi o primeiro trabalho a relatar a utilização de um protocolo de comunicação, padronizado e aberto, em simuladores para treinamento de operadores. Esta característica é fundamental, principalmente para que o *software* tenha um tempo de vida prolongado.

Embora, neste trabalho, diversas funcionalidades tenham sido desenvolvidas ou aperfeiçoadas, o método desacoplado rápido continuava sendo utilizado para resolver o algoritmo de fluxo de potência.

Em [Ove95] está descrito o *PowerWorld Simulator*, idealizado para ensinar os fundamentos da operação de sistemas elétricos de potência. O *software* foi desenvolvido em ambiente *Windows*, utilizando linguagem de programação PASCAL e os conceitos de modelagem orientada a objeto. Assumiu-se uma modelagem estática da rede e, o algoritmo de fluxo de potência foi resolvido com o método de *Newton-Raphson*. De forma complementar, a simulação de um algoritmo de despacho econômico, bastante simplificada, foi considerada. Dado seu propósito acadêmico, o *software* foi desenvolvido para trabalhar de modo totalmente independente. Em sendo assim, não existe a possibilidade de treinar um operador no mesmo ambiente de operação em tempo real, ou seja, o *software* não tem capacidade de modelar o sistema SCADA (por exemplo, utilizar as mesmas telas da operação em tempo real).

Em [Vad95] os autores apresentaram duas funcionalidades agregadas ao EPRI-OTS instalado na companhia *Virginia Power*. Primeiramente, a capacidade de inicialização do simulador com dados registrados pelo EMS durante distúrbios na rede elétrica. E depois, a possibilidade de utilização do simulador em modo *playback*, ou seja, o OTS passou a ter o recurso de voltar em pontos específicos de um cenário. Importante ressaltar que tal funcionalidade não permitiu, naquele momento, que a simulação pudesse ser contínua no tempo.

Em [Vad951] os autores apresentaram a experiência de utilização do EPRI-OTS na companhia *Virginia Power*, com foco na avaliação do desempenho dos operadores durante as sessões de treinamento. Embora, como os próprios autores ressaltaram, este tipo de avaliação seja subjetivo, alguns fatores foram destacados como sendo de interesse comum. Após o treinamento, durante a avaliação do operador, as seguintes questões devem ser discutidas:

- Os problemas foram reconhecidos e as ações corretivas foram tomadas de forma efetiva e em tempo hábil?
- As oportunidades foram reconhecidas e aproveitadas?
- As pessoas corretas foram contatadas?
- As ferramentas disponíveis foram utilizadas correta e eficientemente?
- A comunicação foi clara e objetiva com as diversas pessoas contatadas (pessoal de campo, divisão de operações e demais envolvidos)?
- São necessárias novas ferramentas para possibilitar que o operador atue de forma mais efetiva?

Ainda que tenha identificado e isolado algumas variáveis importantes para avaliação, o aplicativo foi desenvolvido com o objetivo de organizar e armazenar informações durante as sessões de treinamento, para facilitar a posterior análise do instrutor. Neste caso, o *Microsoft Excel* foi utilizado para tratamento dos resultados.

Em [Kam96] está apresentada a experiência da *Metropolitan Edison Company* na utilização do EPRI-OTS, instalado em configuração *online*. Segundo os autores, houve a preocupação em modelar os sistemas de distribuição, ainda que parcialmente, embora o foco permanecesse voltado para os sistemas de transmissão. Uma das justificativas utilizadas foi a de que a modelagem dos sistemas de distribuição permitiu melhor representar os esquemas emergenciais de corte de carga.

Segundo o que está descrito pelos autores, cada operador do centro de controle em tempo real da *Metropolitan Edison Company* recebia um treinamento de dois dias completos. No total, para treinar todos os 30 operadores da companhia, eram gastos três meses. Obviamente, em dois dias de treinamento, apenas alguns cenários podem ser devidamente abordados.

Em [Raf96] é apresentada a experiência da *Consolidated Edison Company of New York* na utilização do OTS como ferramenta de avaliação para um aplicativo de suporte a operação em tempo real. O aplicativo, um sistema de suporte à restauração do sistema elétrico baseado no conhecimento dos operadores, foi instalado no simulador da companhia para que fosse avaliado durante os treinamentos. Assim, dois benefícios são facilmente identificáveis, conforme se escreve a seguir:

- Para o aplicativo. É inerente à atividade de desenvolvimento de *software* que, mesmo após a entrega do produto, existam *bugs* que não puderam ser identificados durante o período de testes. Portanto, com a utilização do simulador para testar os aplicativos destinados ao sistema SCADA em tempo real, evita-se que eventuais *bugs* nestes aplicativos cheguem ao centro de controle, cujo ambiente é pouco tolerante a erros;

- Para o operador. Por sua vez, ao utilizar tais aplicativos durante os treinamentos com o simulador, o operador se familiariza com a ferramenta antes mesmo que ela seja instalada no sistema SCADA em tempo real. Adicionalmente, existe espaço para que o operador contribua no desenvolvimento, opinando segundo a experiência que traz do centro de controle. Finalmente, a aceitabilidade do *software* pelo pessoal de operação, bem como a confiança em suas respostas são atingidas com mais velocidade.

Um estudo para demonstrar a viabilidade técnica da utilização de modelos para análise de estabilidade transitória no OTS é apresentado em [Kur97]. A utilização do método de *Newton* desonesto e de técnicas de processamento paralelo são propostas. Os resultados obtidos a partir de um sistema teste composto por 67 barras e 12 geradores são apresentados.

Em [Wal99] está descrito o simulador desenvolvido pela companhia *Svenska Kraftnät*, proprietária e responsável pela operação do sistema de transmissão de energia elétrica da Suécia. Este simulador foi denominado ARISTO (*Advanced Real-time Interactive Simulator for Training and Operation).* Segundo os autores, ele foi desenvolvido com capacidade de realizar simulações dinâmicas transitórias em tempo real. O artigo não

apresentou detalhes dos modelos utilizados, embora esteja escrito que o passo de integração considerado foi de 20 milissegundos. Todo o sistema de transmissão sueco foi modelado, incluindo 330 geradores com reguladores e 5200 disjuntores e chaves secionadoras.

O trabalho de [Gis00] apresenta os resultados de um OTS desenvolvido pela Tractebel (denominado FAST) para a *North China Electric Power University*. A simulação da dinâmica generalizada (rápida e de longo prazo) do sistema elétrico foi considerada um pré-requisito de projeto. O conhecimento prévio adquirido com o desenvolvimento do *software* EUROSTAG[4] foi utilizado como ponto de partida. Adicionalmente, criou-se uma interface entre o FAST e o EUROSTAG para possibilitar a comparação e validação dos resultados do simulador. O método numérico utilizado foi o trapezoidal implícito, com solução simultânea das equações algébricas e diferenciais. A maior desvantagem do método simultâneo implícito para simulação em tempo real é, segundo os autores, o elevado esforço computacional. Esta dificuldade foi superada com a utilização de processamento paralelo. Em contrapartida, a precisão dos resultados é melhorada.

Em [Deb01] os autores vislumbram a utilização do EPRI-OTS em uma escala mais abrangente, em nível do sistema interligado, para tornar possível a simulação do mercado de energia e seus agentes.

Até então, a proposta era simular o centro de controle de um agente apenas. Os sistemas elétricos externos (isto é, conectados a um agente, e pertencentes a outro) eram ignorados ou simulados através de equivalentes externos. Sendo assim, embora o OTS já tivesse capacidade de simular CAG e DE, as simplificações adotadas na modelagem do sistema elétrico não permitiam representar de maneira fidedigna as diversas interações entre os agentes. De forma simplificada, a estrutura proposta pelos autores está apresentada na Figura 5.

Para alcançar o objetivo, todos os agentes envolvidos devem ter seu sistema elétrico devidamente modelado no motor de simulação. Cada agente deve utilizar seu próprio sistema SCADA e aplicativos de suporte (por exemplo, o FPO). Adicionalmente, a comunicação entre os diversos envolvidos requer a utilização de um protocolo de comunicação padronizado. Os autores sugeriram a utilização do ICCP (IEC60870-6).

---

[4] *Software* dedicado à simulação dinâmica de sistemas elétricos, especificamente estabilidade transitória e de longo prazo, desenvolvido através de uma parceria entre *Tractebel Energy Engineering* e *Electricité de France*.
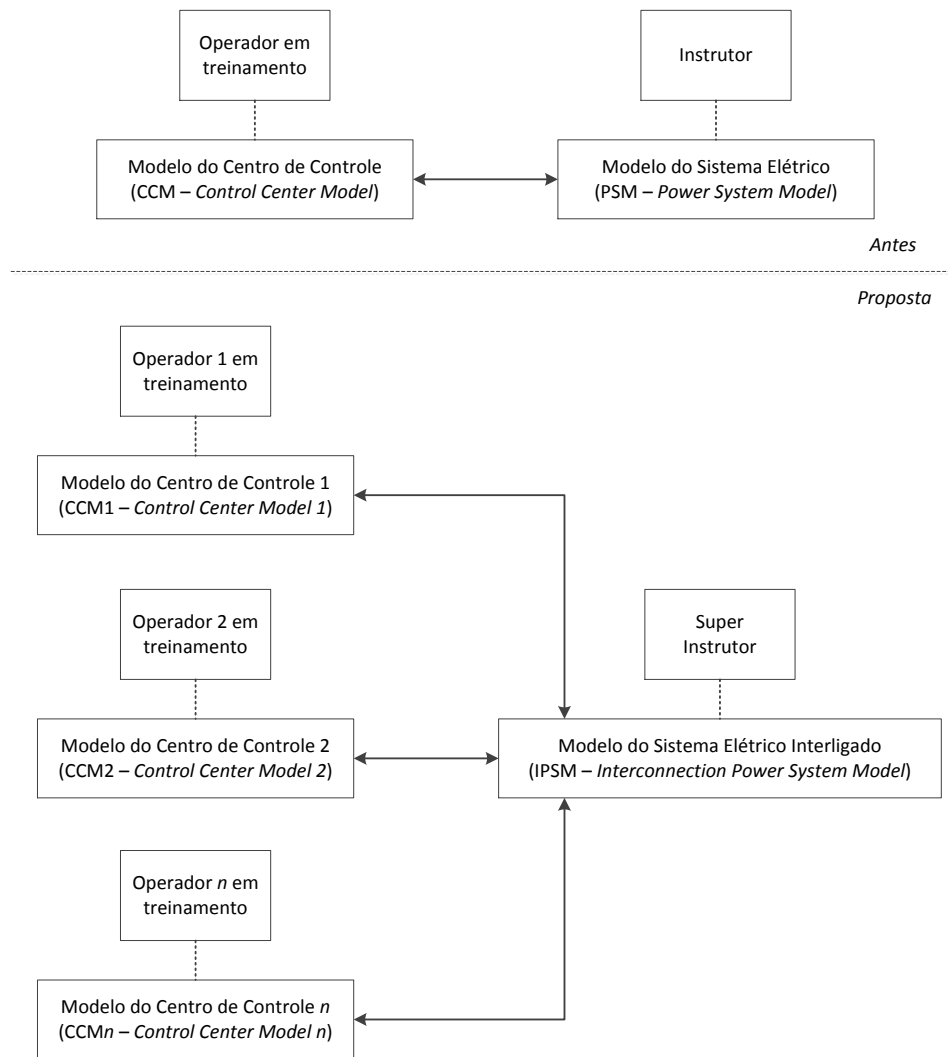
Figura 5 – Simulador proposto para mercados de energia [Deb01]

Finalmente, o treinamento deve ser gerenciado de forma centralizada e pelo operador do sistema interligado (super instrutor). No caso brasileiro, por exemplo, tal função poderia ser realizada pelo ONS.

Neste caso, observa-se que a dinâmica do mercado poderá ser bem representada. Em outras palavras, o operador do sistema interligado utilizará de sua autoridade para minimizar o custo global da operação e, ao mesmo tempo, garantir a segurança operativa da rede. Os agentes, por sua vez, utilizarão de seus recursos para defender os interesses de seus acionistas.

Em [Pod01] foi apresentado o trabalho de desenvolvimento de uma API (*Application Program Interface*), cujo objetivo foi facilitar e expandir a utilização do EPRI-OTS como plataforma de ensino, pesquisa e desenvolvimento.

Em [Spa02] está descrita a experiência da alemã *DUtrain GmbH*, empresa dedicada ao treinamento teórico e simulado (com a utilização de OTS) de operadores. Os requisitos, a estrutura e os módulos do programa de treinamento foram apresentados em detalhes. Embora a descrição do simulador não tenha sido o foco deste trabalho, sua capacidade em ser utilizado concomitantemente por sistemas SCADA diferentes (representando centros de controle de empresas distintas) foi evidenciada.

Atualmente, o EPRI-OTS é classificado em três categorias, conforme apresentado em [Pod08]: *Generic*, *Custom* e *Replica*. Esta classificação é feita de acordo com o modo como o sistema SCADA é simulado no OTS, embora o motor de simulação seja o mesmo em todos os casos. Em seguida, os autores apresentam a definição de conhecimento explícito e tácito. Esta definição é utilizada no contexto de sistemas elétricos de potência, no âmbito da operação em tempo real. Um modelo de decisão baseado no conhecimento tácito é apresentado (Figura 6). Finalmente, a partir deste modelo de decisão, os autores propuseram o desenvolvimento de um instrutor virtual. As atividades e a postura adotada pelo instrutor, em função dos objetivos do treinamento e da experiência do treinando foram consideradas.
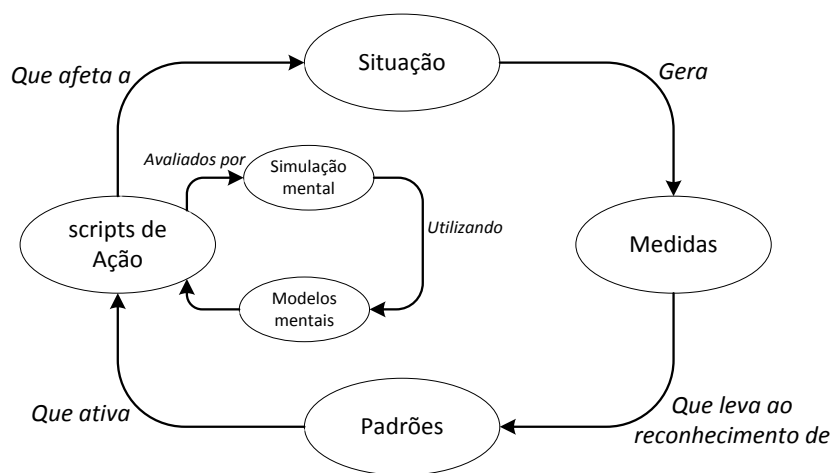
Figura 6 – Modelo de decisão [Pod08]

O simulador desenvolvido pela empresa sueca *Svenska Kraftnät* foi utilizado no trabalho apresentado em [Wal08]. O artigo propõe a utilização do OTS para treinamento e estudos de recomposição do sistema após uma perturbação geral. Segundo o que está apresentado, uma parte do sistema interligado sueco foi isolada, e seu comportamento durante a recomposição foi simulado. Em seguida, o sistema real foi submetido à mesma situação e sua resposta foi comparada aos resultados do simulador. Em-

bora nenhum dado numérico e/ou análise gráfica tenha sido apresentada, os autores afirmaram que houve conformidade na comparação entre a resposta real e simulada.

Em [Haq09] está apresentado o resultado do esforço de integração entre o EPRI-OTS e um aplicativo de apoio ao processo de decisão baseado no mercado de energia em tempo real (*real-time Market*) e diário (*day-ahead Market*). A integração foi realizada para atender a necessidade do operador do sistema elétrico interligado da Califórnia (CAISO – *California ISO*), em função do desenvolvimento estratégico de um novo algoritmo de simulação do mercado. Para que fosse possível testar a resposta do aplicativo sem colocar em risco as operações do sistema e, ao mesmo tempo, treinar os operadores para utilização desta funcionalidade dentro do ambiente EMS, a companhia fomentou o projeto descrito neste artigo. Outras referências à utilização de OTS para simulação de mercados de energia podem ser encontradas em [Wan94] e [Sha02].

Em [Bro10] está proposta uma metodologia de avaliação do desempenho de operadores, em sessões de treinamento utilizando simuladores, baseada em *Lógica Fuzzy*. Os autores apresentaram as três equações que foram utilizadas para o cálculo de índices, bem como as variáveis consideradas e as funções de pertença utilizadas pelo Sistema de Inferência Fuzzy (FIS – *Fuzzy Inference System*). Como exemplo, quatro operadores foram submetidos ao mesmo treinamento e, os resultados numéricos obtidos, individualizados por variável considerada e de forma geral, para cada operador, foram tabelados.

Em [Pod10] é apresentado o estado da arte no que diz respeito às funcionalidades e à utilização de simuladores para treinamento de operadores. Ainda que uma lista razoável de benefícios ocasionados pela utilização do OTS tenha sido levantada em trabalhos anteriores, a proposta deste artigo vai além do previsto, quando propõe a realização de simulações altamente realísticas, massivas e *online*.

- Simulações altamente realísticas. Embora alguns trabalhos tenham considerado a simulação das dinâmicas transitórias, a maioria dos simuladores desenvolvidos e disponíveis comercialmente modelam as dinâmicas de longo prazo do sistema elétrico. Portanto, assumem a premissa de que todos os geradores em uma ilha trabalham à mesma frequência. Este tipo de simulador tem apresentado uma resposta satisfatória do ponto de vista do treinamento de operadores, apesar de não ser suficiente para atender aos objetivos propostos pelos autores;

- Simulações massivas. A operação em tempo real dos sistemas elétricos é feita de forma conjunta pelos diversos agentes envolvidos. Ainda que existam fronteiras bem delimitadas, e a responsabilidade pelo controle e comando direto dos diversos equipamentos seja do concessionário, as ações são sempre coordenadas com o operador independente do sistema e com as partes indiretamente afetadas (sistemas externos). Portanto, as simulações de grandes interligações devem ser conduzidas com a participação de operadores, engenheiros de tempo real, gerentes e demais envolvidos dos diversos agentes de geração e transmissão, concessionárias e responsáveis pela operação do sistema interligado;

- Simulações *online*. Utilizando-se da infraestrutura de comunicações disponível e o acesso à *web*, os envolvidos nas simulações participariam de modo remoto, como de fato acontece na prática. Toda a comunicação envolvida no treinamento faria uso de sistemas telefônicos dedicados, assim como acontece nos centros de controle. Cada agente atuaria no sistema através das mesmas telas e o mesmo sistema SCADA utilizado em tempo real. O servidor de simulação, alocado em um dos agentes envolvidos, deveria contemplar o modelo elétrico de todo o sistema.

O objetivo da utilização do simulador também é estendido e, além de ferramenta de treinamento, passa a ser uma plataforma de testes unificada das diversas tecnologias que estão sendo agregadas à rede com o pretexto do desenvolvimento das redes inteligentes. Desta forma é possível validar os diversos algoritmos e sistemas de forma segura e mais rápida, se comparado a testes de campo. Adicionalmente, cria-se uma visão comum das redes inteligentes entre todas as pessoas envolvidas neste processo, tais como políticos, reguladores, gerentes, operadores, engenheiros e técnicos.

Ainda neste trabalho, é apresentado um modelo de decisão de operadores especialistas, conforme está apresentado na Figura 7 a seguir. Este modelo é, na verdade, uma evolução do que havia sido apresentado em [Pod08].
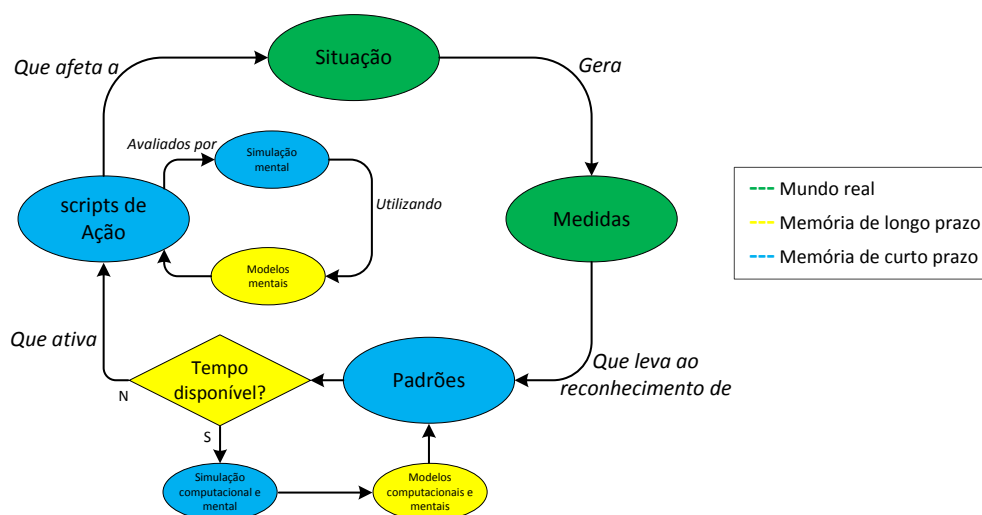
Figura 7 – Modelo de decisão [Pod10]

Em 2008, o CIGRÉ decidiu somar esforços para integrar, atualizar e fazer uma revisão crítica das contribuições no campo de treinamento de operadores. Formou-se, portanto, o grupo de trabalho WG C2.33 – *Control Centre Operator Requirements, Selection, Training and Certification.*

Representantes de empresas do setor elétrico de diversos países, inclusive do Brasil, contribuíram na elaboração de um documento de referência nesta área [Cuk13]. O documento é extenso e contempla, não apenas as características do simulador, mas também todos os demais requisitos necessários para efetivamente alcançar o principal objetivo, isto é, a capacitação adequada de operadores.

A Tabela 2 a seguir foi retirada deste documento. Os autores classificaram as necessidades de conhecimento dos operadores em função do nível hierárquico do centro de controle em que atuam. Nível 1 significa necessidade de conhecimento básico sobre o assunto. Os níveis 2 e 3 dizem respeito a conhecimento intermediário e avançado, respectivamente.

Embora alguns assuntos sejam igualmente importantes em todos os níveis de operação em tempo real, observa-se uma diferença significativa entre centros de operação de níveis distintos. Da mesma forma, o nível de treinamento exigido é diferente. O treinamento, portanto, deve ser estruturado levando-se em consideração a real necessidade dos profissionais envolvidos.

	CCN[5]			CCR[6]			CCD[7]		
	Nível								
Assunto	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Matemática básica			▪			▪			▪
Engenharia elétrica básica			▪			▪			▪
Conhecimentos de TI			▪			▪			▪
Organização da empresa			▪		▪		▪		
Ambiente da empresa de forma mais ampla			▪		▪		▪		
Organização da operação do sistema			▪			▪			▪
Organização do centro de controle			▪			▪			▪
Políticas e procedimentos do centro de controle			▪			▪			▪
Assuntos de segurança			▪			▪			▪
Administração e relatórios do centro de controle			▪			▪			▪
Terminologia			▪			▪			▪
Comunicação			▪			▪			▪
Uso de idioma estrangeiro			▪		▪		▪		
Previsão de carga e demanda			▪		▪			▪	
Previsão de renováveis			▪		N/A				▪
Topologia e estrutura do sistema elétrico			▪			▪			▪
Telecomunicações e sistema elétrico			▪			▪			▪
Controle P/f, colapso de frequência			▪			▪	▪		
Controle Q/V, colapso de tensão			▪			▪		▪	
Sistemas de geração			▪			▪			▪
Dispositivos de proteção			▪			▪			▪
Equipamentos do centro de controle			▪			▪			▪
Estrutura do SCADA/EMS			▪			▪			▪
Limites de carregamento do sistema			▪			▪			▪
Estudos e análise de contingência			▪		▪		▪		
Gerenciamento de congestionamento			▪	▪				N/A	
Características dinâmicas e limites de estabilidade			▪		▪		▪		
Integração de energias renováveis			▪		▪				▪
Controle de geração			▪		▪		▪		
Análise de fluxo de potência			▪			▪			▪
Reserva operacional			▪	▪			▪		
Funções de segurança			▪		▪		▪		
Negociação e gerenciamento de serviços ancilares			▪		▪		▪		
Funções de programação			▪		▪		▪		
Funções de treinamento			▪			▪			▪
Operação e regras do mercado de energia			▪		▪		▪		
Gerenciamento de interconexões CA e CC			▪		▪		▪		
Equipamentos e procedimentos de emergência			▪			▪			▪
Descarte de cargas			▪			▪			▪
Procedimentos de restauração			▪			▪			▪
Manobras operacionais			▪			▪			▪
Procedimentos de manutenção		▪				▪			▪

Tabela 2 – Conhecimentos necessários aos operadores em função do nível hierárquico do centro de controle [Cuk13]

[5] CCN - Centro de Controle Nacional
[6] CCR - Centro de Controle Regional
[7] CCD - Centro de Controle da Distribuição

2.3 OTS no Brasil

O trabalho de [Ale96] apresenta um módulo computacional com capacidade de representação dinâmica generalizada do sistema elétrico (dinâmicas rápidas e lentas). O desenvolvimento foi feito considerando o conceito de POO (Programação Orientada a Objeto) e, para isso, estruturas de dados específicas foram propostas. Adicionalmente, deve-se dizer que o motor de simulação utilizado pelo sistema SCADA/EMS considerado nesta dissertação é resultado deste trabalho.

Em [Ara02] está apresentada a experiência da CHESF com a utilização do simulador *PowerWorld* como ferramenta de treinamento de operadores. Este *software*, na verdade, foi desenvolvido pela Universidade de Illinois (*University of Illinois at Urbana-Champaign*) com o objetivo principal de ser uma ferramenta de ensino acadêmico. A simulação é baseada em um algoritmo de fluxo de potência. As telas utilizadas são genéricas e não representam a mesma interface utilizada pelo operador no centro de controle em tempo real.

Os artigos [Oli03] e [Oli05] descrevem o trabalho de integração entre o sistema SCADA/EMS SAGE e o EPRI-OTS realizado pelo CEPEL em parceria com a CHESF. O contexto de desenvolvimento, do ponto de vista de engenharia de *software* está apresentado, bem como uma arquitetura geral do sistema de simulação. Posteriormente, em [Lei07] são apresentados alguns resultados deste processo de integração.

Em [Jor05] está apresentada á especificação técnica para um simulador destinado aos centros de controle da distribuição. Em [Hen07] a especificação técnica é estendida aos sistemas de geração e transmissão.

O trabalho de [Mic07], por sua vez, apresenta as técnicas utilizadas pelo ONS para treinamento de seus operadores, baseadas no uso do EPRI-OTS.

O trabalho de [daC07] faz uma revisão de parte dos artigos publicados sobre OTS entre 1982 e 2005, principalmente aqueles encontrados na base de dados do IEEE.

Em [Lag08] está apresentado o treinamento de recomposição do sistema elétrico da região sudeste, após um blecaute geral, realizado pelo ONS. Um aplicativo de suporte à operação em tempo real para recomposição do sistema elétrico foi integrado ao EPRI-OTS. Neste caso, a simulação foi também utilizada para avaliar e comparar o desempenho do operador em treinamento considerando:

1. Somente o sistema de supervisão disponível;

2. Sistema de supervisão e aplicativo de suporte a recomposição disponíveis.

Os resultados demonstraram-se favoráveis ao aplicativo desenvolvido, uma vez que no caso 2, indicadores como tempo total de recomposição e número de manobras incorretas foram melhorados. Ademais, está confirmada outra característica importante da utilização de simuladores, no que diz respeito ao teste de aplicativos EMS.

O processo de treinamento e certificação de operadores, adotado pelo ONS, está detalhado em [deL08]. A regulamentação brasileira relacionada ao tema, bem como a metodologia e índices utilizados pelo ONS está apresentada.

Em [Fer08] está apresentado o OTS desenvolvido por FURNAS. O simulador é do tipo *online*, totalmente integrado ao sistema SCADA/EMS. A modelagem elétrica é estática, isto é, baseada em um algoritmo de fluxo de potência. Por ser integrado ao sistema de supervisão e controle, o acesso remoto à ferramenta foi facilitado. Os autores citam um exemplo de simulação conjunta envolvendo dois centros de controle, distantes 60 quilômetros um do outro. Também está apresentada a interface utilizada pelo instrutor para controle do treinamento.

No trabalho de [deA12] está apresentado o modelo de treinamento e certificação adotado pela CTEEP. Os operadores são submetidos a avaliações médicas, comportamentais e técnicas. Esta última é dividida em duas partes: teórica e prática (utilizando simulação). São apresentados alguns resultados, como o tempo médio de recomposição dos corredores do sistema elétrico do estado de São Paulo.

Em [Jar12] está descrito o projeto de desenvolvimento de um OTS com capacidade de simulação das dinâmicas rápidas do sistema elétrico. O trabalho está baseado no programa Organon, que utiliza técnicas de processamento paralelo, associado a um método numérico de passo variável e solução simultânea das equações diferenciais e algébricas. O simulador proposto é do tipo *stand-alone*. As telas em desenvolvimento, por sua vez, são genéricas e, portanto, não representam uma réplica do sistema SCADA/EMS em tempo real. Esta proposta está apresentada com maiores detalhes em [Ral12].

2.4 Considerações Finais

Baseado no levantamento bibliográfico realizado e em informações recentes relacionadas ao tema construiu-se a Tabela 3 apresentada a seguir. Nela, estão apresentas

algumas companhias ao redor do mundo que atualmente utilizam o OTS no processo de treinamento dos operadores de seus centros de controle em tempo real, bem como o responsável pelo desenvolvimento e a capacidade de simulação dos modelos adotados. As colunas estão divididas da seguinte maneira.

- DP - Desenvolvimento Próprio;
- OTS - Nome do fabricante que desenvolveu o simulador ou nome utilizado pela companhia que o desenvolveu;
- PSM - Capacidade de modelagem elétrica do simulador. Dinâmicas lentas (estabilidade de longo prazo) ou Dinâmicas rápidas (estabilidade transitória).

A representação do comportamento dos sistemas elétricos através de modelos é, sem dúvida, um dos pontos importantes e, também um dos desafios encontrados no desenvolvimento de um simulador para treinamento de operadores. Por este motivo, a descrição da capacidade de simulação foi considerada e, a coluna PSM foi incluída na Tabela 3. Todas as empresas apresentadas são transmissoras de energia elétrica, operadores independentes de sistemas elétricos ou empresas desenvolvedoras de *software*. Na coluna denominada OTS, optou-se por preencher com a sequência de caracteres “---“ as linhas referentes a simuladores para os quais não há um nome comercial divulgado.

Companhia	País	DP	OTS	PSM
AEMO	Austrália	Não	ALSTOM[8]	Dinâmicas lentas
BC Hydro	Canadá	Não	ALSTOM	Dinâmicas lentas
CHESF	Brasil	Não	EPRI-OTS	Dinâmicas lentas
CTEEP	Brasil	Não	EPRI-OTS	Dinâmicas lentas
EDF	França	Sim	---	Dinâmicas lentas[9]
Eirgrid	Irlanda	Não	ALSTOM/ EPRI-OTS	Dinâmicas lentas
Eskom	África do Sul	Não	ALSTOM	Dinâmicas lentas
Monitor Electric	Rússia	Sim	FINIST	Dinâmicas rápidas
ONS	Brasil	Não	ALSTOM/ EPRI-OTS	Dinâmicas lentas
REE	Espanha	Sim	---	Dinâmicas lentas
RTE	França	Não	---	Dinâmicas lentas
Svenska Kraftnät	Suécia	Sim	ARISTO	Dinâmicas rápidas
Statnett	Noruega	Não	ARISTO	Dinâmicas rápidas
Tractebel	Bélgica	Sim	FAST	Dinâmicas rápidas
TEPCO	Japão	Sim	PGS	Dinâmicas rápidas

Tabela 3 – Simuladores em utilização no mundo

[8] Em algumas referências leem-se DTS AREVA. Recentemente, a ALSTOM adquiriu o segmento de T&D da AREVA, tendo incorporado, portanto, o sistema SCADA/EMS, inclusive o DTS.
[9] Uma representação simplificada das dinâmicas rápidas é considerada.

Os fundamentos teóricos considerados no desenvolvimento de OTS, principalmente aqueles relacionados à simulação de sistemas elétricos sofreram pouca ou nenhuma alteração nos últimos 30 anos.

Contudo, com base na tecnologia atualmente disponível, principalmente no que tange as áreas de computação e redes, algumas limitações do passado não são preocupações atuais. E, mais do que isso, as tecnologias emergentes e o estágio atual dos sistemas elétricos abrem caminho para novas possibilidades, que invariavelmente deverão ser consideradas no desenvolvimento de soluções para suporte à operação em tempo real.

Neste cenário, as informações coletadas pelo levantamento histórico realizado neste capítulo devem ser questionadas, quanto a sua pertinência nos dias atuais. E, portanto, o objetivo do capítulo seguinte é organizar e classificar as informações que permanecem sendo de interesse atual.

Capítulo 3

Simulador para treinamento de operadores

3.1 Considerações iniciais

Os simuladores para estudos elétricos são normalmente diferentes dos simuladores em tempo real. O primeiro não tem razão para respeitar o tempo real e, em geral, serve aos propósitos de planejamento de sistemas, planejamento da operação, desenvolvimento de novos equipamentos, novos controles ou controles automáticos, entre outros. Esses simuladores para estudos são, às vezes, capazes de fazer simulações em tempo real, embora seu objetivo principal seja o de obter o resultado mais exato possível. Nestes casos, o tempo é uma preocupação secundária.

A necessidade de simulação em tempo real de sistemas elétricos é restrita a, basicamente, duas classes de simuladores, quais sejam:

- Simuladores para teste de equipamentos (controles, proteções e controles automáticos);
- Simuladores para treinamento de operadores de centros de controle, objeto do presente trabalho.

Para essas duas classes de aplicação, o fenômeno simulado não precisa necessariamente ser idêntico ao real. A simulação de transitórios eletromagnéticos para o primeiro e, das dinâmicas de longo prazo para o segundo têm sido aceitas como satisfatórias em aplicações práticas em todo o mundo.

A simulação em tempo real tem o objetivo de submeter o usuário, ou o equipamento, aos fenômenos que estes perceberiam na realidade. O simulador em tempo real está, portanto, sujeito a uma restrição rigorosa, a saber, o tempo imposto à simulação pelas leis que governam os fenômenos considerados [Bar97].

3.2 Simulação de sistemas elétricos em tempo real

A simulação digital impõe uma visão descontínua do tempo. Um modelo digital torna isto possível, quando o estado do sistema em um tempo T é conhecido, para calcular o estado do mesmo sistema no tempo $T + H$, e fazer isto em um intervalo de tempo h. H é o tempo simulado ou o intervalo de tempo, e h é o tempo de simulação. O que de fato realmente acontece entre T e $T + H$ é desconhecido.

Tempo real requer que o tempo de simulação seja menor do que o tempo simulado. Esta restrição, de forma alguma, impõe o período amostrado H, embora este seja de fundamental importância por dois motivos principais: realismo e dificuldade, aqui sinônimos de custo. Realismo, dado que H é o tempo mínimo de resposta do simulador para uma solicitação do usuário, e representa o que se pode chamar de grau de interatividade do simulador. Dificuldade porque a inequação $h < H$ pode ser difícil de respeitar com modelos digitais. Para dar mais liberdade aos modelos, e, portanto, indiretamente reduzir os custos de desenvolvimento, o período H deve ser tão maior quanto possível.

O modo mais simples de escolha do período é, *a priori*, considerar somente o ponto de vista dos usuários. Eles sozinhos podem dizer quais são as suas necessidades com relação ao tempo. Este método é adequado?

No caso de simulações em geral, a resposta é sim, desde que se esteja no controle do tempo e do modelo entre T e $T + H$. Esta abordagem passa a ser inadequada quando se atinge o limite técnico da capacidade de cálculo: o tempo de cálculo h então, torna-se maior do que H. Neste caso existem apenas duas soluções: deixar a dimensão de tempo real ou buscar reduzir o parâmetro h.

Este período H é a única referência de tempo do simulador, o qual é essencial respeitar para manter-se na dimensão de tempo real. Esta restrição pode ser moderada em certos casos, justificada pelo fato de que a simulação não é a realidade, e pode-se estender este argumento de tempo propriamente dito, se o usuário concordar. Esta transgressão pode tomar três formas: tempo real estendido, flexível ou congelado [Bar97].

3.2.1 Tempo real estendido

O princípio de tempo real estendido é não considerar o segundo padrão como unidade de tempo, mas criar uma unidade de tempo fictícia de diferente duração. O sistema de referência de tempo é simplesmente alterado. Isto nem sempre é possível, em particular quando o simulador está conectado a algum equipamento que tem referência de tempo própria, por exemplo, um simulador utilizado para teste de equipamentos de proteção com um período de amostra ajustado por um cristal de quartzo. Tempo real estendido não tem nada de tempo real além do nome e mecanismos, mas pode ser bastante útil se for possível expandir o tempo sem causar percepção ou inconveniência ao usuário.

3.2.2 Tempo real flexível

No tempo real flexível, deve-se levar em consideração uma característica especial dos modelos de cálculo utilizados em sistemas elétricos: eles normalmente resolvem sistemas de equações algébrico-diferenciais através de métodos iterativos, nos quais o número de iterações é uma função do distúrbio considerado. O tempo de cálculo h é, portanto, variável. H é selecionado como uma função do valor médio de h e assume-se que as perturbações cujo tempo de cálculo h é maior do que H são raras e seguidas por períodos de menores perturbações durante os quais h será muito menor do que H. O princípio é, portanto, o de permitir aos modelos um deslocamento de tempo, isto é, permitir que o tempo de simulação seja maior que o tempo simulado quando isto se fizer necessário, embora a restrição de simulação em tempo real seja atendida na maior parte do tempo. O Organon, *software* conhecido no setor elétrico brasileiro, é um exemplo prático de utilização dessa estratégia para execução de avaliações de segurança *online* do sistema.

3.2.3 Tempo real congelado

O princípio de tempo real congelado, ou suspenso, é simples: quando alguns modelos são demasiado lentos, o restante dos cálculos feitos pelo simulador é congelado até que sua execução esteja terminada.

As duas últimas abordagens, embora possíveis, devem ser sempre evitadas ou, adotadas apenas como último recurso. Na seção seguinte, e no restante deste trabalho, considera-se apenas a simulação em tempo real, sem nenhuma das transgressões apresentadas anteriormente.

3.3 Simulador para treinamento de operadores

OTS (*Operator Training Simulator*), DTS (*Dispatcher Training Simulator*), STO (Simulador para Treinamento de Operadores), STD (Simulador para Treinamento de Despachantes) são formas distintas de se referir à solução de *hardware* e *software* destinada ao treinamento de operadores que trabalham nos centros de operação em tempo real. Ao longo desta dissertação, utiliza-se o termo OTS ou simplesmente simulador.

Assim como aconteceu para os centros de controle, o desenvolvimento do OTS foi impulsionado por um evento de grandes proporções. Neste caso, o blecaute ocorrido na região de Nova Iorque em julho de 1977, onde a falha humana foi uma componente importante do acontecido. Este incidente chamou a atenção para a necessidade de uma abordagem mais formal no treinamento dos operadores. O acidente ocorrido na central nuclear *Three Mile Island*, em março de 1979, reforçou a decisão do governo norte-americano em investir no desenvolvimento de plataformas de simulação. A partir de então, formaram-se grupos de pesquisa e desenvolvimento trabalhando em diversas vertentes, relacionadas e complementares: avaliação das necessidades de treinamento dos operadores, especificação técnica e funcional de *software* e *hardware*, desenvolvimento de modelos computacionais para os diversos elementos do sistema elétrico, entre outras.

Os sistemas elétricos, em geral, são caracterizados pelo alto nível de confiabilidade. Interrupções de grandes proporções não acontecem com frequência, embora os danos sociais e econômicos causados por elas sejam cada vez mais desastrosos. Por outro lado, planejar um sistema elétrico para suportar qualquer tipo de perturbação não é economicamente viável. Assim, no âmbito da operação em tempo real, o que se espera é que, na ocasião de interrupções, o fornecimento de energia elétrica seja restabelecido no menor tempo possível. Neste sentido, diversos aplicativos de suporte a tomada de decisão têm sido desenvolvidos e agregados aos sistemas SCADA/EMS. O OTS é uma ferramenta importante neste contexto, pois pode ajudar os operadores a reduzir os tempos de recomposição, através da prática constante dos procedimentos em sessões de simulação. Além disso, também é um propósito do simulador familiarizar os operadores com novos aplicativos EMS e instruções de operação. Finalmente, espera-se acelerar o processo de aquisição da experiência necessária aos operadores, para superar as situações adversas que podem ser encontradas na operação em tempo real.

Os operadores dos centros de controle da geração e da transmissão devem atender a requisitos funcionais diferentes, se comparados aos sistemas de distribuição. Assim, os centros de controle são adaptados aos requisitos específicos da empresa. Da mesma forma, o OTS deve considerar as particularidades de cada agente. No primeiro caso, o treinamento é direcionado para atividades como despacho econômico, intercâmbios programados, problemas de estabilidade, controle de emergência, entre outros, enquanto que no segundo caso o treinamento é principalmente direcionado a manobras de transferência e recomposição de cargas (este é o caso deste trabalho). Como o simulador deve ser baseado em um modelo realístico do sistema elétrico e uma réplica do sistema SCADA/EMS, também cada companhia precisa de um simulador específico. Esta é uma componente importante no custo do OTS. Finalmente, deve ser mencionado que os requisitos de qualificação do pessoal de operação são diferentes. Portanto, a motivação e a necessidade de utilização do OTS também são diferentes de uma companhia para outra.

A Figura 8 a seguir apresenta de forma esquemática o fluxo de informações do OTS. O simulador consiste basicamente de três subsistemas, explicados em sequência.
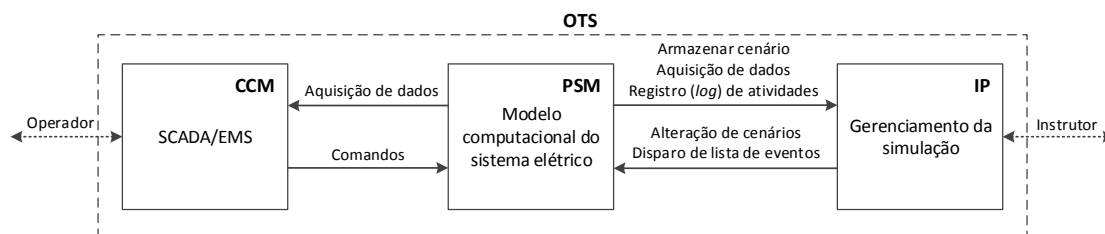
Figura 8 – Fluxo de informações no OTS

Sistema elétrico (**PSM** – *Power System Modeling*). O modelo do sistema elétrico deve representar, com um nível de fidelidade capaz de atender as necessidades do treinando, o comportamento do sistema elétrico (visto pelo operador através das telas do centro de controle em tempo real).

Centro de controle (**CCM** – *Control Center Modeling*). O sistema SCADA/EMS deve ser replicado no ambiente de simulação, incluindo computadores, monitores, *video walls* e sistemas de telefonia. Em outras palavras, este subsistema deve ser idêntico ao instalado no centro de controle em tempo real. Em teoria, nenhuma adaptação deve ser feita em *software* ou *hardware*.

Gerenciamento da simulação (**IP** – *Instructor Position*). É a partir deste subsistema que um cenário é carregado, editado ou salvo, ou ainda, uma lista de eventos é disparada.

Também é neste subsistema que os arquivos contendo cenários e listas de eventos utilizados em treinamentos passados, bem como o registro de atividades, são armazenados.

O simulador pode ser utilizado por diferentes grupos de usuários e com propósitos distintos. Isto depende dos modelos e parâmetros considerados no subsistema PSM. A Tabela 4 apresenta um resumo de possíveis usuários e seus propósitos na utilização do OTS, considerando que o subsistema PSM contém modelos devidamente apropriados para representar os fenômenos envolvidos.

Grupo de usuários	Propósito
Operadores	- Operação básica - Manobras/ Funções SCADA - Funções EMS - Controle para Emergência - Controles para Restauração
Pessoal de suporte à operação	- Planejamento de curto prazo - Análise de perturbações - Desenvolvimento e validação de instruções de operação
Pessoal de suporte de *software*	- Manutenção de *software* - *Debugging* - Melhoria em telas de operação - Validação de aplicativos EMS
Consultores/ Fornecedores	- Desenvolvimento e teste de aplicativos EMS

Tabela 4 – Diferentes grupos de usuários para o OTS

3.3.1 Funções Gerais

O propósito primeiro do OTS é proporcionar um ambiente realístico a partir do qual os operadores e engenheiros de centros de controle em tempo real possam ser treinados. Os recursos oferecidos e as modalidades de acesso devem estar de acordo com este objetivo.

Existem basicamente três categorias de simulador, conforme se descreve a seguir:

- **Genérico**, no qual o sistema elétrico modelado e as telas de operação são hipotéticos. Embora seja capaz de representar o comportamento do sistema elétrico, este simulador não proporciona um ambiente realista de treinamento;

- **Customizado**, no qual o sistema elétrico modelado é o próprio sistema da companhia. O sistema SCADA, por sua vez, é emulado pelo próprio simulador;

- **Réplica**, no qual o sistema elétrico modelado é o próprio sistema da companhia e, o sistema SCADA é uma réplica daquele instalado na sala de controle. Este simulador oferece o mais alto nível de experiência de simulação.

Com relação ao treinamento dos operadores, diversos aspectos podem ser identificados. Verifica-se que a utilização do OTS não é a melhor abordagem em todos os casos. A seguir é proposta uma divisão dos possíveis tipos de treinamento e seu escopo.

- Utilização de recursos disponíveis no centro de controle tais como o sistema SCADA, EMS, comunicações, documentação e instruções. É importante que o pessoal da operação em tempo real esteja familiarizado com todos os recursos disponíveis na sala de controle. Embora o simulador possa ser utilizado, treinamento deste tipo é provavelmente conduzido de forma mais fácil e efetiva através do próprio equipamento em operação.

- Treinamento para procedimentos de manobra e assuntos relacionados à segurança. Parte do pessoal envolvido na operação, na sala de controle ou em localidades distantes, precisa de treinamento em aspectos técnicos e procedimentos relacionados a manobras. Isto pode ser feito convenientemente em um OTS, o que exige a simulação do sistema SCADA e subestações supervisionadas. É essencial que as mesmas telas utilizadas em tempo real estejam disponíveis no simulador.

- Treinamento para operação durante estado operativo normal. O escopo do treinamento é essencialmente direcionado a aspectos técnicos de operação durante condições normais. Neste contexto, as tarefas seguintes podem ser elencadas.

  - Monitoramento de condições do sistema;
  - Utilização dos recursos de análise de contingências e fluxo de potência durante a operação em tempo real;
  - Interpretação de alarmes e eventos;
  - Manobras;
  - Gerenciamento de cargas.

  Muitos dos simuladores existentes, *stand-alone* ou integrados ao sistema SCADA/EMS, cumprem com os requisitos deste tipo de treinamento. O simulador pode ser estendido para modelar condições de falta “simples”, isto é, aquelas para as quais é possível assumir que todos os geradores permanecem com

o mesmo ângulo relativo e, em sendo assim, os modelos estáticos de fluxo de potência são adequados. Para suportar todos os recursos listados, os aplicativos computacionais utilizados na operação em tempo real devem ser disponibilizados no ambiente de simulação.

- Treinamento para operação durante o estado operativo de emergência. Um OTS, com capacidade de simulação dinâmica em tempo real, é o mecanismo mais eficiente para treinar o pessoal de operação no tratamento de perturbações graves. Os principais objetivos deste tipo de treinamento são:
  - Aumentar a confiança dos operadores em sua capacidade de, sobre *stress*, avaliar a situação e tomar decisões em curto espaço de tempo;
  - Melhorar o conhecimento das características técnicas do sistema em condições operativas dinâmicas ou degradadas;
  - Melhorar o conhecimento de procedimentos e recursos para controlar situações de emergência.

Um simulador do tipo réplica, com todos os recursos disponíveis no centro de controle, bem como um modelo dinâmico do sistema elétrico reagindo em tempo real aos sinais internos e externos, é, provavelmente, o único modo no qual o grau de realismo técnico e psicológico pode ser alcançado pelo pessoal de operação. Idealmente, deve ser possível modelar os seguintes tipos de situações:

- Faltas múltiplas, simultâneas ou sequenciais;
- Operação de proteções;
- Condições oscilatórias, inclusive oscilações não uniformes entre máquinas;
- Divisão e ilhamento do sistema.

Realizar estes tipos de simulação em muitos segundos, minutos ou até horas, escalas de tempo muitas vezes aceitáveis para estudos de planejamento, já não é um desafio atual. A essência do OTS, no entanto, é que as respostas aos estímulos devem ser apresentadas na escala de tempo dos sistemas SCADA, isto é, considerando uma taxa de varredura de poucos segundos. Esta restrição de tempo acrescenta dificuldades técnicas substanciais, em particular na modelagem dinâmica do sistema.

3.3.2 Funções específicas

Tendo em vista os requisitos de modelagem, as principais tarefas de treinamento estão agrupadas nas quatro classes seguintes.

a) **Classe 1: Funções SCADA.** Treinamento nesta classe inclui funções de manobra e supervisão, tais como as listadas a seguir:

- Operações normais de manobra;
- Controle de potência reativa e tensão;
- Monitoramento de valores limites;
- Falha de equipamentos de transmissão de dados;
- Abertura, por *trip*, de disjuntores de transformadores ou linhas de transmissão;
- Abertura, por *trip*, de disjuntores de geradores.

b) **Classe 2: Funções de regime permanente.** As funções de treinamento desta classe estão relacionadas ao carregamento instantâneo do sistema e controle de subestação e compreendem, entre outras, as seguintes funções.

- Monitoramento da topologia do sistema;
- Estimação de estados;
- Fluxo de potência ótimo;
- Gerenciamento de carga;
- Análise de contingência;
- Simulação de faltas (equilibradas e/ou desequilibradas);
- Descarte de cargas;
- Controle de potência reativa e tensão;
- Reações em situações de falta, por exemplo, manobras corretivas.

c) **Classe 3: Funções dinâmicas.** Esta classe de funções de treinamento requer uma modelagem mais sofisticada do sistema elétrico. Uma capacidade de processamento elevada é normalmente necessária, dado os modelos dos equipamentos

envolvidos neste caso. Funções como as listadas a seguir são incorporadas nesta classe.

- Ilhamento do sistema;
- Avaliação da estabilidade;
- Recomposição do sistema nas fases fluente e coordenada;
- Controle carga-frequência (em situações de recomposição).

d) **Classe 4: Funções de gerenciamento de energia.** Estas funções de treinamento estão baseadas nas tarefas de curto prazo (diárias) e médio prazo da programação das instalações. *Softwares* disponíveis no centro de controle dedicados a este propósito podem ser incorporados ao simulador. As funções seguintes são exemplos destes tipos de tarefas para treinamento.

- Previsão de carga;
- Programação da geração;
- Avaliação de intercâmbios;
- Negociações de energia;
- Despacho econômico;
- Alocação de unidades geradoras.

A complexidade dos modelos utilizados para representar o sistema elétrico depende, em grande parte, dos tipos de função para as quais o treinamento se destina. Se o comportamento de regime permanente é assumido, a modelagem da rede para treinamento de funções de classe 1 e 2 (e algumas funções de classe 4) pode ser baseada em cálculos de fluxo de potência. Os sistemas SCADA e seus aplicativos avançados de análise da segurança operativa, disponíveis nos centros de controle, podem ser parcialmente utilizados no OTS. Da mesma forma, *softwares* para funções de controle de carga-frequência e específicos para funções de planejamento da operação podem ser incorporados no simulador. O treinamento para funções de classe 3 requer modelos mais avançados do sistema, bem como técnicas mais sofisticadas de simulação.

3.3.3 Aspectos de modelagem

Uma parte substancial no projeto de OTS está relacionada com o desenvolvimento de modelos apropriados do sistema elétrico. O resultado apresentado por estes modelos quando estimulados, pelo treinando ou pelo instrutor, deve ser tão realista quanto possível. Dependendo das funções de treinamento, o modelo deve representar propriedades estáticas e dinâmicas do sistema elétrico. As seguintes observações gerais determinam a complexidade do simulador.

Para treinamento em condições normais de operação, parece não haver mais dúvidas quanto à capacidade de simulação dos modelos estáticos em tempo real. As dinâmicas do sistema podem ser modeladas utilizando a premissa de coerência, isto é, a simulação pode ser limitada as dinâmicas de médio e longo prazo. Elas incluem o cálculo de desvio de frequência após a perda de geração ou carga.

O comportamento da tensão pode ser baseado em modelos simplificados dos geradores. As dinâmicas do regulador de tensão e do sistema de excitação normalmente não precisam ser incluídas. A modelagem das cargas deve ser realística, incluindo sua dependência da tensão e da frequência.

A complexidade do modelo de simulação é limitada pelas duas restrições seguintes. O modelo não deve ser baseado em parâmetros que não estão disponíveis na prática, pois, a utilização de valores de parâmetros não confiáveis pode levar a uma representação incorreta do comportamento típico do sistema real. A segunda restrição é a velocidade de processamento. Quanto mais complexo o modelo – especialmente a parte dinâmica – mais tempo de processamento é exigido. A utilização de processamento paralelo pode melhorar a velocidade da simulação.

O OTS pode ser particularmente utilizado para estudos e análise de condições específicas de emergência. Para este tipo de aplicação, o aspecto de simulação em tempo real pode ser de importância secundária. Aqui, a correta representação do sistema elétrico, incluindo aspectos de transferência de dados e os recursos oferecidos pelo sistema do centro de controle definem os requisitos predominantes do simulador. Particularmente, quando o pessoal de operação tem uma educação profissional de alto nível, o treinamento em situações de emergência é uma importante justificativa para o uso de tal abordagem. A falta de experiência do operador durante condições de emergência podem contribuir substancialmente no tempo necessário para recomposição da rede.

Adicionalmente, a possibilidade de atualizar o modelo do OTS com dados do sistema real é um importante pré-requisito para o uso eficiente do simulador. Portanto, é necessário que o OTS seja capaz de utilizar a estrutura da base de dados do sistema SCADA/EMS do centro de controle em tempo real. Este requisito evita a manutenção de bases de dados diferentes, o que invariavelmente pode levar a diferenças consideráveis entre o sistema real e o sistema simulado.

A Figura 9 a seguir apresenta a estrutura simplificada dos modelos do sistema e as classes de funções de treinamento discutidas anteriormente. As funções para as quais o treinamento é necessário determinam a complexidade do modelo do sistema. De acordo com as classes de funções de treinamento, os quatro níveis de complexidade de modelo seguintes podem ser definidos.
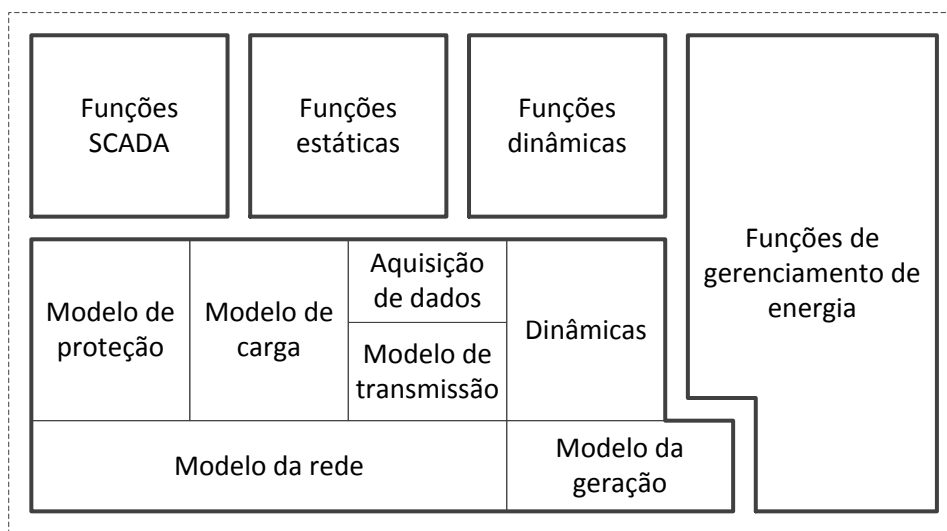
Figura 9 – Estrutura simplificada das funções de treinamento dos modelos do sistema [Han91]

- Para o treinamento das funções de classe 1, o modelo de regime permanente do sistema é normalmente adequado. Ele é baseado no cálculo de fluxo de potência e pode incluir os modelos de carga e efeitos da operação de relés de proteção (sobrecarga, subtensão, entre outros);
- Para o treinamento das funções de classe 2, é recomendável que o modelo contenha pelo menos uma representação dinâmica simplificada, embora o modelo de regime permanente possa atender parcialmente;
- A fim de simular situações complexas de emergência (Classe 3), incluindo problemas de estabilidade, as dificuldades com dados e modelos aumentam con-

sideravelmente devido a necessidade de representação mais detalhada das dinâmicas do sistema;

- O modelo para treinamento das funções de gerenciamento de energia está baseado principalmente em curvas de carga, dados de geração, contratos para importação/exportação de energia, etc. Para perdas na rede e restrições em transmissão de energia, modelos adicionais de elementos da rede podem ser necessários (por exemplo, fluxo de potência ótimo). Os programas disponíveis para resolver funções de planejamento da operação nos centros de controle podem ser utilizados para treinamento neste campo.

O desenvolvimento de um simulador capaz de representar desde condições normais até as de emergência requer modelos dinâmicos adequados. Além disso, deve ser implementado de modo interativo, com condições de receber comandos enviados pelo treinando, pelo instrutor e disparos programados no próprio sistema, sem nenhuma restrição. Uma solução de compromisso entre a exatidão do modelo e tempo de simulação deve ser encontrada. Dois tipos de fenômeno devem ser distinguidos:

- Fenômenos de médio e longo prazo, diretamente observáveis a partir do modelo do centro de controle, incluindo problemas de colapso de tensão;
- Fenômenos de curto prazo, não observáveis a partir do modelo do centro de controle, mas que, no entanto, podem ter consequências importantes no estado do sistema.

Este último pode ser calculado de modo aproximado utilizando programas simplificados de estabilidade transitória. Ele calcula o impacto imediato de uma grande perturbação no sistema e deduz o estado final baseado em um critério simplificado.

Considerando o modelo dinâmico de médio prazo, as seguintes propriedades são importantes:

- Um modelo de fluxo de potência que contenha todos os elementos relevantes (linhas de transmissão, transformadores, etc.);
- As cargas sejam função da tensão e da frequência;
- As unidades de geração considerem modelos para caldeiras, turbinas, reguladores de velocidade, CAG e regulador de tensão;

- Os dispositivos de proteção sejam modelados para funções de sobrecarga, descarte de cargas, sub e sobrefrequência, subtensão e perda de sincronismo;
- A topologia da rede definida pelos equipamentos de manobra, barramentos e afins seja totalmente apresentada ao operador.

A Figura 10 apresenta um passo (de tempo) do OTS com capacidade de simulação dinâmica. O estado elétrico é calculado a partir da informação do estado das unidades geradoras e cargas e da informação da topologia da rede. Esta etapa requer um grande fluxo de dados. Uma vez que o estado elétrico é determinado (o que requer *n* iterações das equações de fluxo de potência), os comandos de controle enviados pelo treinando e/ou pelo instrutor, os possíveis eventos pré-programados e a operação de dispositivos de proteção são todos levados em consideração. Finalmente, as dinâmicas do sistema são simuladas e seu estado é apresentado no tempo T+h. O passo (de tempo) h é determinado pelo ciclo de varredura do sistema SCADA e é da ordem de 2 a 4 segundos [Han91].
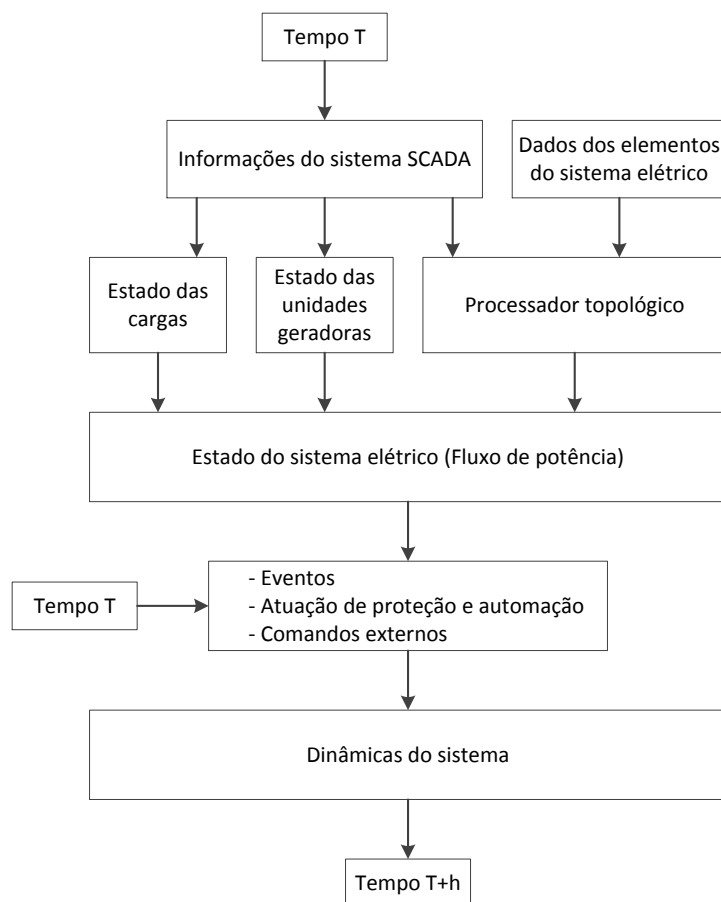
Figura 10 – Sequência lógica de um passo da dinâmica do OTS [Han91]

3.3.4 Diferentes configurações do OTS

a) *Stand-alone*

A configuração *stand-alone* está apresentada na Figura 11. Neste caso, não há nenhuma conexão direta com o centro de controle. Embora não seja o ideal, *software* e *hardware* normalmente apresentam diferenças aos instalados na sala de controle.

São características típicas deste tipo de configuração:

- Flexível com relação ao local e ao tempo de instalação;
- Sistemas básicos estão disponíveis no mercado;
- O uso do OTS em conjunto com outras empresas é possível;
- Normalmente são necessárias adaptações no sistema SCADA.
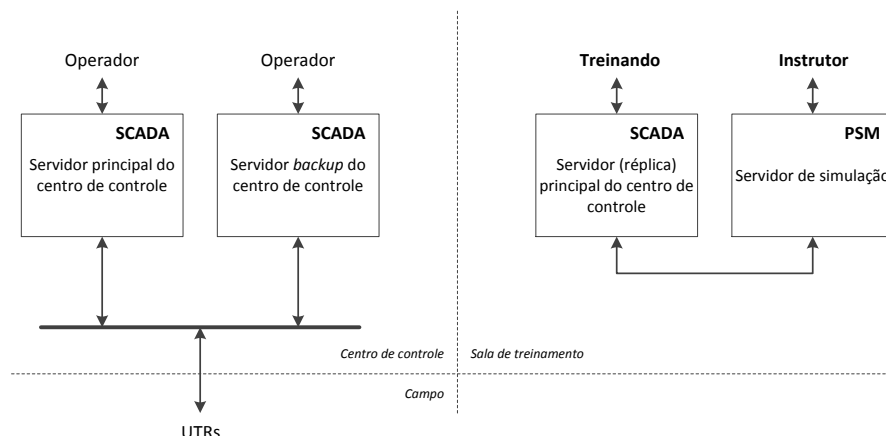
Figura 11 – OTS na configuração *stand-alone*

b) Integrado

A Figura 12 a seguir apresenta dois casos de configuração possíveis para o OTS integrado ao centro de controle. Em ambos os casos existe conexão entre o simulador e o sistema da sala de controle.

No primeiro caso, a chave de seleção entre o servidor de simulação e o de *backup* é apenas uma representação, uma vez que esta conexão é virtual, ou seja, estabelecida por *software*. Esta configuração é normalmente verificada em empresas que optaram por integrar o simulador ao centro de controle após a instalação do sistema SCADA. Nestes casos, a integração é realizada através de um servidor dedicado ao simulador.

Já no segundo caso, nenhum servidor adicional é requerido. Esta configuração é normalmente encontrada em empresas que especificaram o OTS durante o processo de aquisição do sistema SCADA. Nesta situação, apenas os fabricantes que já embarcaram o simulador ao seu sistema são considerados.

São características típicas do OTS integrado ao centro de controle:

- Utiliza exatamente o mesmo *hardware* do centro de controle;
- Utiliza o próprio sistema SCADA do centro de controle, normalmente com algumas adaptações. Por exemplo, quando em modo de simulação é apresentada nas telas uma tarja com avisos do tipo *modo de simulação* ou *OTS*. O objetivo é garantir que o operador não envie um comando para o sistema elétrico real por engano.
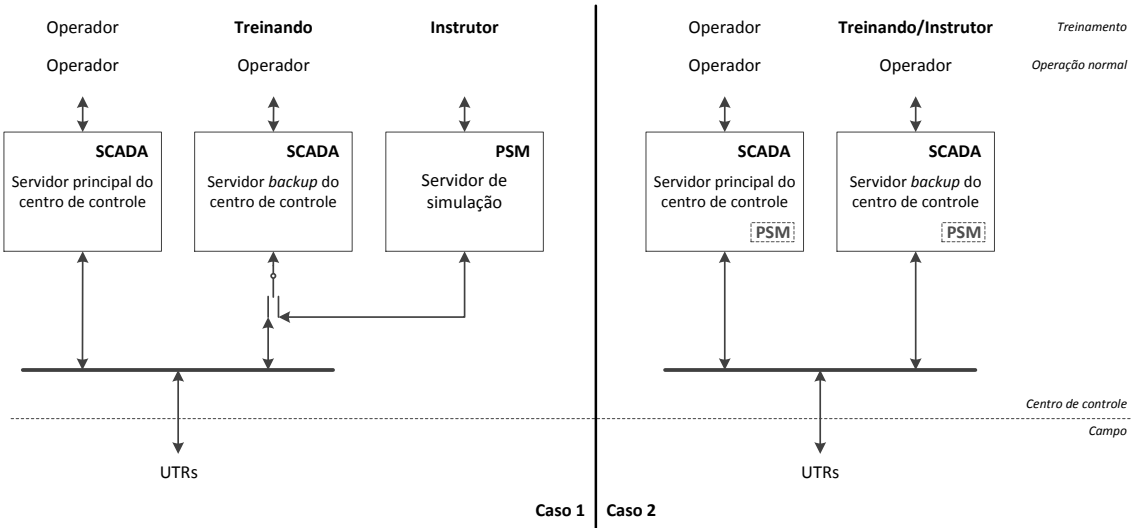
Figura 12 – OTS integrado ao sistema SCADA/EMS do centro de controle

A Tabela 5 a seguir é um resumo das principais características dos simuladores em função de sua configuração.

Característica	*Stand-alone*	Integrado (Caso 1)	Integrado (Caso 2)
Custo	Elevado	Moderado	Baixo
Risco à operação em tempo real	Não existe	Existe	Existe
Flexibilidade	Alta	Moderada	Baixa

Tabela 5 – Configurações básicas do OTS e suas características

Considerando um OTS do tipo réplica, instalado em configuração *stand-alone*, os seguintes benefícios podem ser apontados como resultado de sua utilização:

- Acelerar e expandir a experiência do operador na operação do sistema;
- Melhor utilização das funções disponíveis no sistema SCADA/SEM;
- Validação de estudos de recomposição do sistema;
- Validação e atualização de procedimentos de operação;
- Validação de aplicativos EMS antes da incorporação ao sistema em tempo real;
- Treinamento antecipado dos operadores para condições futuras da rede (curto e médio prazo), devido à instalação de novas subestações, unidades geradoras e/ou grandes blocos de carga.

3.4 OTS no contexto de Redes Inteligentes [Pod10]

O termo Redes Inteligentes pode cobrir uma variedade de tecnologias e funções, desde automação residencial até medição fasorial sincronizada em larga escala de sistemas interligados. O objetivo desta seção é mostrar onde os simuladores para treinamento de operadores se encaixam nesse quadro.

As Redes Inteligentes devem acomodar a penetração em larga escala de fontes de energia intermitentes, como solar e eólica, de forma centralizada ou distribuída. Elas também devem acomodar o rápido crescimento da demanda em função da conexão de veículos elétricos à rede, e aprender como utilizar de forma ótima a sua inerente capacidade de armazenamento de energia.

As redes com capacidade de *self-healing* podem se adaptar a qualquer nível de múltiplas contingências devido a fenômenos naturais, atos de terror, falhas de equipamentos e/ou erros de operação. Elas podem se degradar suavemente através do corte de cargas menos prioritárias, mantendo as cargas críticas sem interrupção. Técnicas de ilhamento da rede serão implementadas em ambos os níveis, de transmissão e de distribuição. Em nível de transmissão, as ilhas serão formadas para limitar a propagação de desbalanceamentos entre carga e geração. Já no nível de distribuição, a geração local continuará a despachar energia mesmo quando os sistemas de transmissão e subtransmissão estiverem desconectados. Através da combinação de recursos diversos, tais como painéis fotovoltaicos, célula combustível e veículos elétricos, a co-

munidade pode gerar energia suficiente para manter a maioria das cargas críticas conectadas e energizadas.

As redes de fluxo máximo são projetadas para eficientemente levar geração remota às cargas locais. Em uma rede de fluxo máximo, a capacidade de transmissão de potência será maximizada. Os limites de transferência de potência serão determinados primeiramente pelos limites térmicos e de estabilidade de tensão impostos em tempo real. Os limites de estabilidade transitória, de tensão e térmicos considerando contingências serão mitigados utilizando controle direto das cargas e de armazenamento.

O aproveitamento do potencial de gerenciar diretamente os aparelhos elétricos em milhões de instalações consumidoras é a grande sacada, que faz com que muitas das aplicações propostas para as Redes Inteligentes sejam tecnicamente viáveis. Uma grande proporção das cargas, incluindo aparelhos de ar condicionado, aquecedores de água, freezers e refrigeradores têm inércia térmica. Todos eles podem ser interrompidos por 15 minutos até 1 hora, sem qualquer inconveniente para os clientes.

As Redes Inteligentes vão exigir métodos analíticos e interfaces melhoradas, para dar suporte à tomada de decisão dos operadores. Os operadores, nos centros de controle em tempo real, irão desempenhar um papel ainda mais importante, à medida que vão supervisionar sistemas de controle mais sofisticados e que gerenciam ativamente sistemas com margens de reserva de geração e transmissão mais apertadas.

O efetivo desenvolvimento das Redes Inteligentes certamente requer educação continuada e a criação de uma visão e meta comuns entre todos os envolvidos, incluindo políticos, agentes reguladores, executivos, gerentes, engenheiros, operadores, técnicos e eletricistas. Simulações massivas e em tempo real envolvendo os diversos agentes do setor elétrico podem ajudar a demonstrar como as Redes Inteligentes, pessoas e processos podem trabalhar juntos em benefício da confiabilidade e economia do sistema elétrico. A indústria e principalmente os desenvolvedores de soluções para Redes Inteligentes podem testar as soluções e coletar os resultados com baixo custo, de forma segura (para o sistema elétrico e seus usuários) e de fácil configuração através de simulações, ao invés de esperar por mudanças físicas no sistema, custosas e lentas.

Como um exemplo, essas simulações massivas e em tempo real irão demonstrar mais claramente quão rápido o controle mais direto e em larga escala das cargas pode ser usado para prevenir desligamentos em cascata através da melhoria da estabilidade térmica, angular, de frequência e de tensão. Os fornecedores de automação residen-

cial para Redes Inteligentes então poderiam ser incentivados a desenvolverem controladores de carga mais rápidos.

3.5 Considerações finais

Até o momento, o OTS foi descrito de modo geral, através da contextualização do tema, levantamento histórico e apresentação das principais características a serem consideradas (ou desejáveis) durante o desenvolvimento deste tipo de solução.

A partir de então, nos capítulos que seguem, a descrição será particularizada à solução de interesse. Os detalhes relacionados à modelagem, algoritmos e interfaces serão discutidos. Limitações ou vantagens da solução desenvolvida em relação ao estado da arte serão comentadas.

Capítulo 4

Modelagem de sistemas elétricos

4.1 Considerações iniciais

Os modelos utilizados para representar o comportamento de cada um dos equipamentos instalados no sistema elétrico podem ser classificados, de forma macro, em estáticos e dinâmicos.

Os modelos estáticos são definidos por equações algébricas. Este tipo de modelagem é normalmente adotado quando o comportamento dinâmico do equipamento descrito é muito rápido, se comparado às constantes de tempo envolvidas no fenômeno de interesse. Para o OTS, por exemplo, este é caso de linhas de transmissão, transformadores, relés e disjuntores. Os modelos destes equipamentos podem ter alguns parâmetros alterados de forma discreta, por exemplo, posição do disjuntor ou *tap* de transformador.

Os modelos dinâmicos, por sua vez, consideram a utilização de equações diferenciais. Caldeiras, turbinas, reatores nucleares e geradores são alguns exemplos de equipamentos normalmente modelados por equações diferenciais. Os modelos dinâmicos podem ser resolvidos através de algum método de integração numérica. Verifica-se que o método trapezoidal implícito tem sido largamente utilizado, justificado principalmente por sua estabilidade numérica.

O simulador apresentado nesta dissertação não considera, por enquanto, a modelagem do comportamento dinâmico dos sistemas elétricos. Os geradores são representados de forma simplificada, isto é, através do modelo normalmente utilizado em estudos de fluxo de potência. Os demais equipamentos primários, normalmente representados por modelos dinâmicos, não estão considerados.

Embora este seja um fator limitante e restrinja o universo de aplicação do *software*, as funções disponíveis atualmente atendem as necessidades de treinamento dos operadores dos centros de controle de grandes consumidores de energia elétrica (companhias do setor de alumínio, de petróleo e de siderurgia), e ainda, as distribuidoras de

energia elétrica. Isto se justifica pelo próprio contexto no qual os centros de controle destas empresas estão inseridos, em cuja função principal ainda é o gerenciamento de carga. Quando se considera as constantes de tempo associadas ao sistema SCA-DA/EMS, os equipamentos modelados por equações diferenciais normalmente não são supervisionados a partir destes centros de controle. Por exemplo, os geradores e equipamentos primários associados (caldeira, turbina, etc.) são supervisionados pelos centros de controle da geração. Para as distribuidoras, a geração é normalmente representada por injeções de potência em determinadas barras de fronteira. Embora diversas tecnologias estejam sendo agregadas ao sistema elétrico e, entre outras, exista a expectativa de que futuramente os sistemas de distribuição sejam capazes de operar como uma ilha, com capacidade de geração e controle de frequência de forma autônoma, esta não é uma prática atual. Ainda que parte das mudanças propostas esteja em fase de instalação e testes, a efetiva capacidade operativa das redes de distribuição como *microgrids* demandará algum tempo.

Os modelos apresentados neste capítulo, portanto, são semelhantes aos utilizados para estudos *off-line* de fluxo de carga. Algumas ressalvas, porém, devem ser feitas.

Os estudos *off-line* utilizam uma representação barra-ramo da rede, o que significa que a posição (aberto/fechado) dos equipamentos de manobra (disjuntores e chaves) não é representada. Normalmente adota-se um conjunto de possíveis configurações (assumindo que determinados disjuntores e chaves estão fechados) e, para cada uma, calcula-se o fluxo de carga. No OTS, este tipo de representação não é suficiente. É necessário utilizar o modelo físico da rede, onde os equipamentos de manobra são todos representados. A topologia da rede, neste caso, não é conhecida *a priori*, pois cada um dos disjuntores e chaves seccionadoras pode estar na posição fechada ou aberta. Neste caso, existe um algoritmo de processamento de dados anterior ao do fluxo de potência, responsável por avaliar os estados dos equipamentos e apresentar como resultado a matriz representativa da topologia da rede. Este algoritmo é aqui denominado processador topológico, embora também seja conhecido como configurador de redes. Ambos os algoritmos, processador topológico e fluxo de potência, são discutidos na sequência deste Capítulo.

A representação das cargas é uma segunda particularidade, quando também comparada àquela utilizada em estudos *off-line*. Nestes, as cargas modeladas são, normalmente, do tipo potência constante. Todavia, a potência das cargas sabidamente é função da tensão aplicada em seus terminais e, em menor escala, da frequência. A representação das cargas no OTS apresentado contempla uma modelagem mais ade-

quada à realidade. A exceção, por enquanto, diz respeito apenas ao parâmetro frequência, em função da simulação dinâmica não estar sendo realizada. E embora tal representação seja de interesse futuro por diversos outros motivos, sua utilização na representação das cargas não é vista como uma prioridade. Diversos trabalhos dedicados à modelagem de cargas têm mostrado que a influência da frequência é normalmente secundária, quando comparada a da tensão. E, não obstante, a relação de variação de potência das cargas em função da variação de frequência é, normalmente, um parâmetro desconhecido pelas empresas. Há de se dizer, ainda, que a utilização de modelos com parâmetros errados, desconhecidos ou médios, pode não trazer nenhum ganho adicional, senão o de complexidade, quando comparado a modelos simplificados a partir de premissas razoáveis.

A modelagem dos transformadores traz uma última sutileza. Nos estudos *off-line*, a posição do *tap* do transformador, quando o *tap* existe, é normalmente um resultado da simulação. No OTS, por sua vez, a posição do *tap* não é um resultado do fluxo de carga. Ao contrário, esta é uma variável de entrada do algoritmo. Também aqui, a modelagem considerada no simulador é mais realista, dado que na prática a posição de *tap* é alterada por um comando realizado pelo operador (local ou a partir do centro de controle) ou, de forma automática, através de lógicas programadas em um IED (*Intelligent Electronic Device*). Estes automatismos podem ser fielmente representados no simulador, conforme discutido no Capítulo 5.

Finalmente, considerando a tendência de evolução natural deste *software* para representação dinâmica da rede, os modelos aqui apresentados não serão alterados, ou sua alteração será mínima (caso das cargas). Isto porque as constantes de tempo envolvidas nas dinâmicas de linhas de transmissão e transformadores são muito pequenas e, normalmente consideradas fora do escopo deste tipo de simulação. A dinâmica das cargas, por outro lado, é lenta e está representada parcialmente, restando considerar apenas sua sensibilidade com relação a variações de frequência. Exceção se faz ao modelo adotado para geradores, cujo modelo adotado neste trabalho é bastante diferente das representações necessárias para estudos dinâmicos.

Os parâmetros dos modelos de cada um dos equipamentos considerados na simulação estão agrupados em um arquivo no formato XPD. Este arquivo é baseado no padrão internacional *Common Information Model*, normalmente denominado CIM/XML ou, tão somente, modelo CIM (IEC61970). Este padrão foi desenvolvido especificamente para o setor elétrico e é orientado a objeto. Seu objetivo é facilitar o desenvol-

vimento e a integração de aplicativos destinados ao planejamento, gerenciamento e operação de sistemas elétricos.

Para melhor compreender a estrutura do arquivo que contém o modelo elétrico utilizado pelo OTS, uma breve descrição da estrutura básica de um arquivo XML é apresentada a seguir. Não obstante, o padrão XML também é utilizado para armazenar os dados usados durante os treinamentos, e, portanto, esta seção também ajudará a compreender a estrutura dos arquivos de treinamento descritos no Capítulo 5.

4.1.1 Estrutura básica de um arquivo XML

A linguagem de marcação extensível (XML – *eXtensible Markup Language*) foi proposta pelo consórcio *World Wide Web*, também conhecido como W3C, como um formato estruturado para descrição de dados. Trata-se de um padrão aberto, de utilização simples, que se utiliza de arquivos de texto. Portanto, é independente da plataforma e do sistema utilizado, e seu conteúdo pode ser interpretado por programas de aplicação.

A Figura 13, a seguir, é um exemplo da estrutura deste tipo de arquivo. Um documento XML é composto basicamente por elementos e atributos.

Um elemento XML é toda a informação contida entre as marcações de abertura **<**"nome_do_elemento"**>** e fechamento **</**"nome_do_elemento"**>**, inclusive. Os elementos são extensíveis e têm relacionamentos. No exemplo da Figura 13, tem-se que:

- *XPOWERDATA* é o elemento raiz;
- *PSR* é um elemento filho de *XPOWERDATA*;
- *Flow*, *Graphic* e *Identifier* são elementos irmãos, e, filhos de *PSR*.

O conteúdo de um elemento pode ser composto por outros elementos, por uma informação simples, ou, pode ser vazio (não conter informação nenhuma). No exemplo anterior, XPOWERDATA é composto por elementos, FlowTolerance tem conteúdo simples e ShortName é um elemento vazio.

O atributo, por sua vez, é utilizado para prover informação adicional sobre um elemento qualquer. No exemplo anterior, *parent_id*, *id* e *type* são atributos do elemento *PSR*.

A estrutura de um arquivo XML, portanto, vai de encontro à proposta de desenvolvimento de *softwares* destinados à simulação de sistemas elétricos sob o conceito de

POO. Para possibilitar um melhor entendimento, o subcapítulo seguinte faz uma breve apresentação do conceito de POO aplicada à simulação de sistemas elétricos.

```
<XPOWERDATA>
    <PSR parent_id="0" id="1" type="SYS">
        <Flow>
            <FlowTolerance>0.01</FlowTolerance>
            <FlowInitMethod>4</FlowInitMethod>
            <FlowMaxIterations>20</FlowMaxIterations>
        </Flow>
        <Graphic>
            <Ymax>330</Ymax>
            <Ymin>0</Ymin>
            <Xmax>500</Xmax>
            <Xmin>0</Xmin>
            <BackColorBottom>-4934476</BackColorBottom>
            <BackColorTop>-4934476</BackColorTop>
            <FontSize>5</FontSize>
            <GridSize>5</GridSize>
            <StrokeThickness>5</StrokeThickness>
        </Graphic>
        <Identifier>
            <Name>System</Name>
            <ShortName></ShortName>
        </Identifier>
    </PSR>
</XPOWERDATA>
```

Figura 13 – Exemplo da estrutura de um arquivo XML

4.1.2 POO aplicada à simulação de sistemas elétricos

O elemento básico da POO é o *Objeto*. Um objeto pode ser entendido como uma entidade lógica na memória do computador que representa um elemento físico real. Desta forma, os objetos armazenam em sua estrutura os dados que descrevem este elemento físico e um conjunto de sub-rotinas (métodos dentro da filosofia da POO) para manipulá-los, realizando uma tarefa específica.

A declaração da estrutura que caracteriza um tipo específico de objeto denomina-se *Classe*. Os protocolos de comunicação do objeto com o mundo exterior, declarados na classe, denominam-se *Mensagens*, onde para cada mensagem haverá sempre um *Método* correspondente.

Os métodos definem todas as tarefas que o objeto está habilitado a realizar, ou seja, são os elementos ativos dentro de um objeto. A utilização de um exemplo simples ilustra melhor estes conceitos e definições. Assim, poderia se definir uma carga como sendo um objeto, no qual potência ativa e reativa, tensão e frequência nominais seriam os dados. Os métodos seriam as sub-rotinas definidas para manipular estes dados, como, por exemplo, um aumento de potência ativa.

A aplicação da POO à modelagem dos elementos de sistemas elétricos trouxe uma nova maneira de abordar este problema, uma vez que integra os parâmetros, variáveis

do modelo e a resolução de suas equações em uma estrutura única. Assim, a metodologia comumente empregada nos programas de simulação escritos em FORTRAN (em cujas equações são resolvidas como um todo) foi substituída por uma nova metodologia, baseada na resolução das equações individualmente para cada elemento do sistema elétrico. Esta metodologia tende a acomodar o aumento da complexidade do programa dentro dos objetos individuais, tornando os programas extremamente legíveis, modulares e flexíveis. Os objetos que representam os equipamentos da rede devem, então, ser absolutamente independentes e autossuficientes, como são os equipamentos físicos reais. [Ale96]

É possível, então, fazer uma associação entre a estrutura do arquivo XML e a filosofia da POO associada à simulação de sistemas elétricos. A Figura 14 a seguir auxilia na ilustração desta associação.

Figura 14 – Verificação da filosofia de POO aplicada à estrutura do arquivo XML

O elemento com conteúdo de elementos representa um objeto. O atributo *type*, por sua vez, diz respeito à qual classe este objeto pertence. Observe que, no exemplo apresentado, o objeto é uma carga. Cada uma das possíveis classes, e seu respectivo *type*, está apresentada na Tabela 6 a seguir. O atributo *id* armazena um número único atribuído para cada objeto que, na prática, representa um equipamento qualquer do sistema elétrico. Ainda que possam existir equipamentos idênticos, este parâmetro

nunca se repete. Todos os outros atributos ou parâmetros podem ou não serem iguais para mais de um equipamento. O atributo *parent_id*, finalmente, guarda uma informação referente à hierarquia do sistema.

Os elementos simples armazenam os dados do objeto. Por padrão, os dados são divididos em gráficos, elétricos e identificadores, o que pode ser verificado na estrutura do arquivo pela presença dos elementos <*Graphic*>, <*Electrical*> e <*Identifier*>.

Classe	*type*	Possíveis *parent*
Alimentador	FEEDER	SYS
Barramento	BUSBAR	
Bay	BAY	
Cabo	CABLE	---
Capacitor	CAP	
Carga	LOAD	SUB
Carga de distribuição	DISTLOAD	FEEDER
Chave seccionadora	SWITCH	
Disjuntor	BREAKER	
Fusível	FUSE	
Gerador	GEN	
Jumper	JUMPER	
Linha de transmissão	LINESEGMENT	SYS
Nó	LINKNODE	
Nó	NODE	
Reator	REACT	
Sistema	SYS	---
Subestação	SUB	SYS
Terminal	TERMINAL	
Terminal de barramento	BUSBARTERMINAL	
Transformador de 2 enrolamentos	TRANSF2W	
Transformador de 3 enrolamentos	TRANSF3W	
Vértice gráfico	VERTEX	

Tabela 6 – Classes de equipamentos

Uma vez que a estrutura utilizada para armazenar os parâmetros elétricos foi apresentada, nos subcapítulos que se seguem, cada um dos equipamentos elétricos que podem ter seu comportamento modelado pelo OTS, ainda que de forma simplificada, será apresentado em detalhes. As simplificações adotadas, quando existirem, serão discutidas.

4.2 Cargas [Pra891]

A dinâmica dos sistemas elétricos ocorre principalmente devido à constante variação da potência demandada pelas cargas. Para simplificar a abordagem do problema, pois

parece ser inviável representar individualmente cada uma das cargas instaladas, o sistema elétrico é normalmente dividido em diversas regiões de carga. Cada região de carga segue, basicamente, uma curva de carga, que representa as variações de potência ao longo do tempo. Os pontos da curva de carga são especificados em intervalos discretos. A cada ciclo de simulação, as demandas de potência são determinadas através das curvas por interpolação.

As cargas são representadas nos barramentos de subestações ou ao longo de alimentadores, conectadas através de disjuntores, chaves seccionadoras e, mais recentemente, religadores. No caso de sistemas de distribuição, os barramentos de carga normalmente alimentam linhas de subtransmissão ou distribuição, e incluem reguladores de tensão e capacitores *shunt*.

As cargas dos alimentadores são constituídas por duas componentes: conforme e não conforme. A parcela conforme segue um perfil de carga definido, enquanto a parcela não conforme é utilizada para modelar cargas especiais que não seguem a curva de carga. Uma carga pode ser totalmente conforme, totalmente não conforme ou uma combinação de ambas. Uma parcela de ruído aleatório também pode ser adicionada às cargas para representar sua variação probabilística e trazer mais realismo à simulação. Esta parcela de ruído é normalmente limitada em $\pm 0{,}03pu$ e, calculada através de (4.1), onde r é um número aleatório gerado pelo computador.

$$R = (0{,}5 - r) * 0{,}06 \tag{4.1}$$

As parcelas de carga ativa P_0 e reativa Q_0 em cada alimentador são, portanto, determinadas por (4.2) e (4.3), conforme apresentado a seguir. As componentes conformes P_C e Q_C são obtidas pela curva de carga selecionada, as parcelas não conformes P_N e Q_N são dadas, e a parcela aleatória R é calculada pelo computador.

$$P_0 = (P_C + P_N) \cdot (1 + R) \tag{4.2}$$

$$Q_0 = (Q_C + Q_N) \cdot (1 + R) \tag{4.3}$$

A potência nominal das cargas é afetada por desvios no valor nominal de tensão e frequência, conforme discutido anteriormente, mas também pelos controles para gerenciamento de carga. A tensão em cada alimentador varia lentamente devido aos reguladores de tensão e bancos de capacitores *shunt* instalados. Pode ser desejável representar os efeitos destes controles de tensão, ainda que estes equipamentos não estejam explicitamente representados. Adicionalmente, os alimentadores que constitu-

em a carga podem exibir características diferentes, à medida que as sensibilidades de tensão e frequência, e o gerenciamento de carga são considerados.

As sensibilidades de tensão, de frequência, e os controles para gerenciamento de carga e regulação de tensão podem, ou não, serem levados em consideração na modelagem das cargas. A fim de proporcionar maior flexibilidade para representação de cargas, em diversos níveis de detalhes, seis diferentes modelos de carga, de complexidades distintas, estão propostos para a utilização no OTS [Pra891], embora o parâmetro frequência ainda não esteja sendo considerado, de acordo com o que já foi explicado.

4.2.1 Modelo 0 (zero)

Este é o modelo básico, de potência constante, apresentado em (4.2) e (4.3), onde as cargas dos alimentadores são calculadas sem levar em consideração as sensibilidades de tensão e frequência, gerenciamento de carga ou regulação de tensão.

4.2.2 Modelo 0S

Este modelo inclui as sensibilidades de tensão e frequência no Modelo 0. Ele pode representar as componentes de potência, corrente e impedância constante das cargas (conhecido como parâmetros ZIP), bem como as variações devidas a mudança de frequência. O carregamento dos alimentadores é calculado conforme está apresentado em (4.4) e (4.5).

$$P = P_0 \cdot (k_1 + k_2 V_n + k_3 V_n^2) \cdot \left(1 + k_7 \frac{\Delta f_i}{60}\right) \tag{4.4}$$

$$Q = Q_0 \cdot (k_4 + k_5 V_n + k_6 V_n^2) \cdot \left(1 + k_8 \frac{\Delta f_i}{60}\right) \tag{4.5}$$

Onde os fatores de sensibilidade de tensão $k_1 \dots k_6$ devem satisfazer as restrições estabelecidas por (4.6) e (4.7).

$$k_1 + k_2 + k_3 = 1 \tag{4.6}$$

$$k_4 + k_5 + k_6 = 1 \tag{4.7}$$

Os fatores k_7 e k_8 dizem respeito à sensibilidade com relação à frequência, V_n é a tensão (em *pu*) do barramento n no qual os alimentadores estão conectados, e Δf_i é o

desvio de frequência do seu valor nominal para a ilha elétrica onde o alimentador está localizado.

4.2.3 Modelo 0M

Inclui o gerenciamento de carga no Modelo 0. Parcelas de carga dos alimentadores controlados pelo gerenciamento de carga podem ser removidas e restabelecidas. Neste caso, a carga dos alimentadores é calculada de acordo com (4.8) e (4.9).

$$P = P_0 \cdot M_1 \tag{4.8}$$

$$Q = Q_0 \cdot M_4 \tag{4.9}$$

Onde M_1 e M_4 são os fatores de redução (ou aumento) de carga.

4.2.4 Modelo 0SM

Considera o gerenciamento de carga no Modelo 0S. Uma vez que o gerenciamento de carga afeta uma categoria de carga, os parâmetros ZIP e a sensibilidade quanto à frequência podem mudar de forma independente. Neste caso, o cálculo do carregamento do alimentador é feito através de (4.10) e (4.11).

$$P = P_0 \cdot (k_1 M_1 + k_2 M_2 V_n + k_3 M_3 V_n^2) \cdot \left(1 + k_7 M_7 \frac{\Delta f_i}{60}\right) \tag{4.10}$$

$$Q = Q_0 \cdot (k_4 M_4 + k_5 M_5 V_n + k_6 M_6 V_n^2) \cdot \left(1 + k_8 M_8 \frac{\Delta f_i}{60}\right) \tag{4.11}$$

Quando não há intervenção do gerenciamento de carga, os fatores $M_1 \ldots M_8$ são todos iguais a 1. Se algumas cargas são desligadas pelo gerenciamento, alguns fatores, dependendo do tipo de carga desligada, serão alterados.

4.2.5 Modelo 0SR

Este modelo inclui a regulação de tensão no Modelo 0S. O tap N dos reguladores de tensão e a impedância S dos elementos shunt atuam lentamente para manter a tensão do alimentador dentro de limites. A cada ciclo de simulação Δ_t, as tensões controladas são comparadas com os limites estabelecidos. Se um limite é violado por um período superior ao tempo de atuação do regulador de tensão, o tap é alterado, de acordo com a lógica apresentada a seguir.

$$Se\ V_n < V_{min}\ \ e\ N(t) <\ N_{max}\ então\colon\ \ N(t) = N(t - \Delta_t) + \Delta N$$

$$Se\ V_n > V_{max}\ \ e\ N(t) >\ N_{min}\ então\colon\ \ N(t) = N(t - \Delta_t) - \Delta N$$

Da mesma forma, se o limite é violado por um período superior ao tempo de chaveamento do elemento *shunt*, a admitância *shunt* é atualizada de acordo com a seguinte lógica.

$$Se\ V_n < V_{min}\ \ e\ S(t) <\ S_{max}\ então\colon\ \ S(t) = S(t - \Delta_t) + \Delta S$$

$$Se\ V_n > V_{max}\ \ e\ S(t) >\ S_{min}\ então\colon\ \ S(t) = S(t - \Delta_t) - \Delta S$$

Utilizando os valores atualizados de *tap* do regulador de tensão e de admitância *shunt*, a carga do alimentador é calculada através de (4.12) e (4.13).

$$P = P_0 \cdot \left[k_1 + k_2 \frac{V_n}{N} + k_3 \left(\frac{V_n}{N}\right)^2\right] \cdot \left(1 + k_7 \frac{\Delta f_i}{60}\right) \qquad (4.12)$$

$$Q = \left\{Q_0 \cdot \left[k_4 + k_5 \frac{V_n}{N} + k_6 \left(\frac{V_n}{N}\right)^2\right] + S \cdot \left(\frac{V_n}{N}\right)^2\right\} \cdot \left(1 + k_8 \frac{\Delta f_i}{60}\right) \qquad (4.13)$$

4.2.6 Modelo 0SMR

Este é o modelo completo. As expressões para o cálculo do carregamento dos alimentadores são obtidas a partir da combinação do Modelo 0SM e as considerações relativas à regulação de tensão. As lógicas de controle para o regulador de tensão e elementos *shunt* são as mesmas apresentadas anteriormente. Assim, este modelo é definido por (4.14) e (4.15).

$$P = P_0 \cdot \left(k_1 M_1 + k_2 M_2 \frac{V_n}{N} + k_3 M_3 \left(\frac{V_n}{N}\right)^2\right) \cdot \left(1 + k_7 M_7 \frac{\Delta f_i}{60}\right) \qquad (4.14)$$

$$Q = \left\{Q_0 \cdot \left[k_4 M_4 + k_5 M_5 \frac{V_n}{N} + k_6 M_6 \left(\frac{V_n}{N}\right)^2\right] + S \cdot \left(\frac{V_n}{N}\right)^2\right\} \cdot \left(1 + k_8 M_8 \frac{\Delta f_i}{60}\right) \qquad (4.15)$$

Na prática, os parâmetros das cargas são conforme está apresentado na Figura 15. Observa-se que existem duas classes de carga: *LOAD* e *DISTLOAD*.

A primeira classe, *LOAD*, diz respeito às cargas conectadas aos barramentos de subestações. Assim, o elemento que armazena as informações desta classe é sempre filho de um elemento que representa a classe *SUB* (subestação). Considerando o tre-

cho de arquivo mostrado na Figura 15 (a), por exemplo, pode-se concluir que o atributo *parent_id* 5352 diz respeito a uma subestação. De certo modo, pode-se dizer que os objetos desta classe são utilizados para representar as cargas de forma concentrada.

Já a segunda classe, *DISTLOAD*, é normalmente utilizada para representar as cargas de forma distribuída. O elemento que armazena as informações desta classe é sempre filho de um elemento com informações da classe *FEEDER* (alimentador). Considerando o trecho de arquivo mostrado na Figura 15 (b), conclui-se que o *parent_id* igual a 9501 diz respeito a um alimentador.

Analisando estas duas classes do ponto de vista de modelo, também existem diferenças. Considere, pois, o elemento <*Electrical*> apresentado nos trechos de arquivo (a) e (b) da Figura 15.


```xml
<PSR parent_id="5352" id="6610" type="LOAD">
    <Graphic>
        <DisplayY>240</DisplayY>
        <DisplayX>456.25</DisplayX>
        <Rotation>90</Rotation>
        <Size>10</Size>
        <X>445</X>
        <Y>240</Y>
    </Graphic>
    <Electrical>
        <LoadSheddingPriority>0</LoadSheddingPriority>
        <Type>0</Type>
        <ReactiveConstantImpedance>0</ReactiveConstantImpedance>
        <ReactiveConstantCurrent>0</ReactiveConstantCurrent>
        <ReactiveConstantPower>100</ReactiveConstantPower>
        <ActiveConstantImpedance>0</ActiveConstantImpedance>
        <ActiveConstantCurrent>0</ActiveConstantCurrent>
        <ActiveConstantPower>100</ActiveConstantPower>
        <ReactivePower>0</ReactivePower>
        <ActivePower>0</ActivePower>
        <BaseVoltage>2.4</BaseVoltage>
        <NominalApparentPower>100</NominalApparentPower>
        <NominalPowerFactor>1</NominalPowerFactor>
    </Electrical>
    <Identifier>
        <Name>B6211-01</Name>
        <ShortName></ShortName>
    </Identifier>
</PSR>
<PSR parent_id="6610" id="6611" type="TERMINAL">
    <Electrical>
        <Side>1</Side>
    </Electrical>
    <Identifier>
        <Name>Value</Name>
        <ShortName></ShortName>
    </Identifier>
</PSR>
```


(a)


```xml
<PSR parent_id="9501" id="9681" type="DISTLOAD">
    <Graphic>
        <DisplayY>315</DisplayY>
        <DisplayX>468.125</DisplayX>
        <Rotation>90</Rotation>
        <Size>10</Size>
        <X>455</X>
        <Y>315</Y>
    </Graphic>
    <Electrical>
        <LoadSheddingPriority>0</LoadSheddingPriority>
        <ReactiveConstantImpedance>0</ReactiveConstantImpedance>
        <ReactiveConstantCurrent>0</ReactiveConstantCurrent>
        <ReactiveConstantPower>100</ReactiveConstantPower>
        <ActiveConstantImpedance>0</ActiveConstantImpedance>
        <ActiveConstantCurrent>0</ActiveConstantCurrent>
        <ActiveConstantPower>100</ActiveConstantPower>
        <ReactivePower>0</ReactivePower>
        <ActivePower>0</ActivePower>
        <BaseVoltage>13.8</BaseVoltage>
        <NominalApparentPower>100</NominalApparentPower>
        <NominalPowerFactor>1</NominalPowerFactor>
    </Electrical>
    <Identifier>
        <Name>CARGA 2E</Name>
        <ShortName></ShortName>
    </Identifier>
</PSR>
<PSR parent_id="9681" id="9682" type="TERMINAL">
    <Electrical>
        <Side>1</Side>
    </Electrical>
    <Identifier>
        <Name>Value</Name>
        <ShortName></ShortName>
    </Identifier>
</PSR>
```


(b)

Figura 15 – Exemplo dos parâmetros de carga

No caso (a), existe um elemento a mais, denominado <*Type*>. Neste caso, este elemento pode assumir os valores 0 (corrente constante), 1 (impedância constante) ou 2 (modelo ZIP). Em outras palavras, é possível selecionar o tipo de modelo a ser utilizado através de um único parâmetro.

Para o caso (b), por sua vez, esta opção não existe, sendo o modelo ZIP adotado por padrão. Embora de forma indireta, aqui também é possível representar cargas do tipo corrente ou impedância constante. Para a primeira situação (corrente constante), por exemplo, é necessário fazer a seguinte configuração, o que significa dizer que a carga é 100% do tipo corrente constante.

*<ReactiveConstantImpedance>**0**</ReactiveConstantImpedance>*
*<ReactiveConstantCurrent>**100**</ReactiveConstantCurrent>*
*<ReactiveConstantPower>**0**</ReactiveConstantPower>*
*<ActiveConstantImpedance>**0**</ActiveConstantImpedance>*
*<ActiveConstantCurrent>**100**</ActiveConstantCurrent>*
*<ActiveConstantPower>**0**</ActiveConstantPower>*

4.3 Transformadores

Estão disponíveis os modelos para transformadores de dois e três enrolamentos. É possível selecionar o tipo de conexão de cada um dos enrolamentos como *delta*, *estrela* ou *estrela aterrada*. Não está disponível o modelo de transformadores defasadores (*phase-shifting transformers*).

A modelagem matemática geralmente utilizada para representar transformadores considera que a posição do *tap* não varia durante o intervalo de simulação. Esta consideração pode ser aplicada em estudos *off-line*. Entretanto, para o OTS, a ação do mecanismo de variação automática da posição do *tap* deve ser considerada. Por esta razão estão disponíveis os modelos de transformador com *tap* fixo e variável.

4.3.1 Transformadores de dois enrolamentos sem *tap*

A representação geral de transformadores com tap fixo consiste basicamente de uma impedância Z_{ij} em série com um transformador ideal, representado pela relação de transformação $a{:}\,1$ [Alc83]. A Figura 16 a seguir ilustra o modelo utilizado para representar os transformadores. A reatância de magnetização é normalmente desprezada.
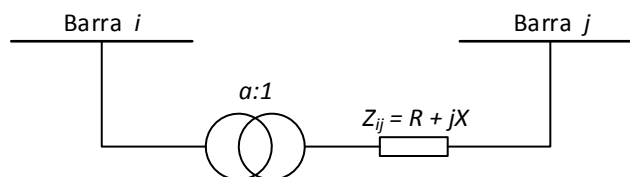
Figura 16 – Modelo (sequência positiva) de transformador de dois enrolamentos sem *tap*

O modelo de transformador adotado pode ser representado por um circuito equivalente π, onde a determinação das admitâncias do circuito é feita pelas equações (4.16), (4.17) e (4.18) descritas abaixo. A Figura 17 ilustra o circuito equivalente π para os transformadores e a posição das admitâncias no modelo
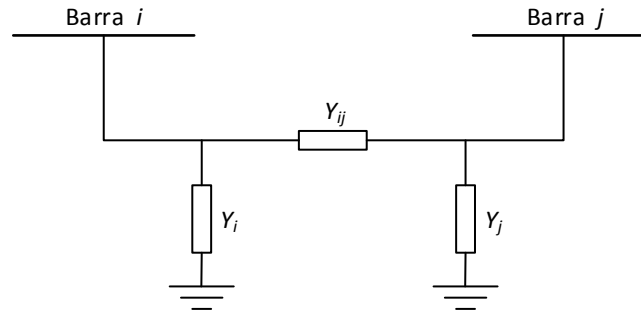
Figura 17 – Modelo π para o transformador

$$Y_{ij} = \frac{1}{a} \cdot Z_{ij}{}^{-1} \tag{4.16}$$

$$Y_i = \frac{1}{a} \cdot \left(\frac{1}{a} - 1\right) \cdot Z_{ij}{}^{-1} \tag{4.17}$$

$$Y_j = \left(1 - \frac{1}{a}\right) \cdot Z_{ij}{}^{-1} \tag{4.18}$$

4.3.2 Transformadores de dois enrolamentos com *tap*

A utilização do modelo π, em sua formulação original, torna-se inconveniente para representar transformadores LTC, uma vez que implica na variação das admitâncias do modelo toda vez que a posição do tap é alterada, conforme (4.16), (4.17) e (4.18).

A técnica da compensação por injeções de corrente [Alc83] pode ser utilizada para contornar este problema. Assim o efeito do comportamento dos transformadores LTC é separado em duas parcelas, quais sejam: estática e dinâmica.

1. Parcela Estática: definida pelo circuito equivalente π do transformador LTC utilizando a posição do *tap* da condição em regime permanente para formar o modelo. Este posição é mantida fixa durante toda a simulação e, consequentemente, as admitâncias do modelo não são alteradas. Isto permite incorporar a parcela estática dos transformadores LTC nas equações normais da rede elétrica;

2. Parcela Dinâmica: define o desvio em relação ao comportamento estático devido a variações na posição do *tap*, através de injeções de corrente adequadamente calculadas. A variação da posição do *tap* é então algebricamente incluída na simulação através da representação de seu efeito por injeções de corrente nas barras terminais do transformador.

O efeito dos transformadores LTC é mais destacado em simulações de longa duração devido ao elevado tempo de retardo para atuação, tipicamente entre 20 e 60 segundos. A variação da posição dos *taps* é realizada de maneira discreta sendo alterado apenas um *tap* para cada comando do temporizador.

Equações para as Injeções de Corrente da Parcela Dinâmica

O efeito da variação das admitâncias no modelo π pode ser incluído na simulação através de injeções de correntes de compensação I_c nas barras terminais do transformador LTC. As injeções de corrente são calculadas utilizando uma matriz admitância $|\Delta Y|$ que representa as correções nas admitâncias do transformador LTC ocasionada pela variação na posição do *tap*. A equação (4.19) define a expressão para o cálculo das correntes de compensação.

$$|\bar{I_c}| = |\Delta Y| \cdot |\bar{V}| \qquad (4.19)$$

A matriz admitância de correções ΔY é definida utilizando-se a matriz admitância Y da equação (4.20). Esta matriz é formada por um único transformador conectado entre os nós genéricos i e j.

$$|Y| = \begin{vmatrix} 0 & \cdots & 0 & \cdots & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ 0 & \cdots & \frac{1}{a}\cdot Z_{ij}^{-1} + \frac{1}{a}\cdot\left(\frac{1}{a}-1\right)\cdot Z_{ij}^{-1} & \cdots & -\frac{1}{a}\cdot Z_{ij}^{-1} & \cdots & 0 \\ \vdots & & \vdots & \ddots & \vdots & & \vdots \\ 0 & \cdots & -\frac{1}{a}\cdot Z_{ij}^{-1} & \cdots & \frac{1}{a}\cdot Z_{ij}^{-1} + \left(1-\frac{1}{a}\right)\cdot Z_{ij}^{-1} & \cdots & 0 \\ \vdots & & \vdots & & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & 0 & \cdots & 0 & \cdots & 0 \end{vmatrix} \qquad (4.20)$$

A matriz admitância de correções é então definida na equação (4.21), onde a_0 representa o tap original do transformador e a_n o tap novo.

$$|\Delta Y| = |Y|_{a=a_0} - |Y|_{a=a_n} \qquad (4.21)$$

Os termos resultantes da operação matricial são assim definidos:

$$\Delta Y_{ii} = \left[\frac{1}{{a_0}^2} \cdot {Z_{ij}}^{-1}\right] - \left[\frac{1}{{a_n}^2} \cdot {Z_{ij}}^{-1}\right] \quad (4.22)$$

$$\Delta Y_{ij} = \Delta Y_{ji} = \left[-\frac{1}{a_0} \cdot {Z_{ij}}^{-1}\right] - \left[-\frac{1}{a_n} \cdot {Z_{ij}}^{-1}\right] \quad (4.23)$$

$$\Delta Y_{jj} = \left[{Z_{ij}}^{-1}\right] - \left[{Z_{ij}}^{-1}\right] = 0 \quad (4.24)$$

A substituição dos termos (4.22), (4.23) e (4.24) na equação (4.19), resulta na seguinte equação matricial (4.25):

$$\begin{vmatrix} 0 \\ \vdots \\ I_{ci} \\ \vdots \\ I_{cj} \\ \vdots \\ 0 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0 & \cdots & 0 & \cdots & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \ddots & \vdots & & \vdots & & \vdots \\ 0 & \cdots & \Delta Y_{ii} & \cdots & \Delta Y_{ij} & \cdots & 0 \\ \vdots & & \vdots & \ddots & \vdots & & \vdots \\ 0 & \cdots & \Delta Y_{ji} & \cdots & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & & \vdots & & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & \cdots & 0 & \cdots & 0 & \cdots & 0 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 0 \\ \vdots \\ V_i \\ \vdots \\ V_j \\ \vdots \\ 0 \end{vmatrix} \quad (4.25)$$

As expressões para as injeções de corrente podem, então, ser determinadas:

$$I_{ci} = \Delta \mathrm{Y}_{ij} \cdot V_i + \Delta \mathrm{Y}_{ij} \cdot V_j \quad (4.26)$$

$$I_{cj} = \Delta \mathrm{Y}_{ij} \cdot V_i \quad (4.27)$$

As injeções de corrente de compensação I_{ci} e I_{cj} devem ser recalculadas cada vez que a posição do *tap* ou as tensões nos terminais do transformador forem alteradas.

4.3.3 Transformadores de três enrolamentos

Para os transformadores de três enrolamentos, por sua vez, a possibilidade de modelar equipamentos com *tap* não está disponível. Em sendo assim, o modelo considerado para transformadores de três enrolamentos é uma extensão natural do que foi apresentado para os transformadores de dois enrolamentos sem *tap*.

A representação pelo equivalente em estrela acarreta o aparecimento de um nó fictício entre os barramentos terminais do transformador, conforme está apresentado na Figura 18 a seguir. As equações associadas a esta representação estão apresentadas em (4.28), (4.29) e (4.30).
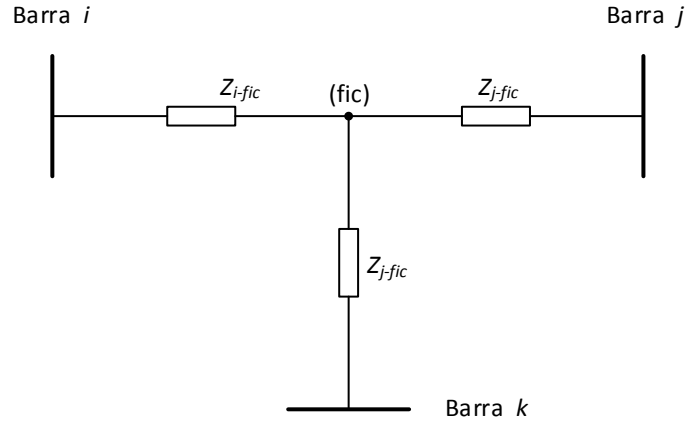
Figura 18 – Representação em estrela do transformador de três enrolamentos

$$Z_{i-fic} = \frac{1}{2} \cdot \left(Z_{ik} + Z_{ji} + Z_{kj}\right) \tag{4.28}$$

$$Z_{j-fic} = \frac{1}{2} \cdot \left(Z_{ji} + Z_{kj} + Z_{ik}\right) \tag{4.29}$$

$$Z_{k-fic} = \frac{1}{2} \cdot \left(Z_{kj} + Z_{ik} + Z_{ji}\right) \tag{4.30}$$

Onde as impedâncias Z_{ik}, Z_{kj} e Z_{ji} são obtidas dos ensaios de curto-circuito.

Por outro lado, o transformador de três enrolamentos pode ser representado por seu equivalente em triângulo. Neste caso, o nó fictício não se faz necessário. Por sua vez, as impedâncias para a representação em delta podem ser obtidas a partir dos valores da representação em estrela, conforme está apresentado nas equações (4.31), (4.32) e (4.33) a seguir.

$$Z_{ik} = \left(\frac{Z_{i-fic} \cdot Z_{k-fic} + Z_{i-fic} \cdot Z_{j-fic} + Z_{j-fic} \cdot Z_{k-fic}}{Z_{j-fic}}\right) \tag{4.31}$$

$$Z_{kj} = \left(\frac{Z_{i-fic} \cdot Z_{k-fic} + Z_{i-fic} \cdot Z_{j-fic} + Z_{j-fic} \cdot Z_{k-fic}}{Z_{i-fic}}\right) \tag{4.32}$$

$$Z_{ji} = \left(\frac{Z_{i-fic} \cdot Z_{k-fic} + Z_{i-fic} \cdot Z_{j-fic} + Z_{j-fic} \cdot Z_{k-fic}}{Z_{k-fic}}\right) \tag{4.33}$$

A Figura 19 a seguir apresenta trechos do arquivo XPD onde estão armazenados dados de transformadores de três (a) e dois (b) enrolamentos. O tipo de conexão de ca-

da enrolamento é uma informação armazenada no elemento <*ConnectionType#*>, que pode conter valores zero (delta), um (estrela aterrada) ou dois (estrela).

Em particular para os transformadores de dois enrolamentos, o elemento <*TapTerminal*> informa se o equipamento possui *tap* e em qual enrolamento está localizado. Os valores zero (não existe *tap*), um (*tap* no enrolamento primário) ou dois (*tap* no enrolamento secundário) são aceitos.

```
<PSR parent_id="5352" id="13478" type="TRANSF3W">
    <Graphic>
        <DisplayY>276.854460093897</DisplayY>
        <DisplayX>396.384976525822</DisplayX>
        <Rotation>0</Rotation>
        <Size>20</Size>
        <X>386.384976525822</X>
        <Y>286.854460093897</Y>
    </Graphic>
    <Electrical>
        <ReactanceSecTer>0.1</ReactanceSecTer>
        <ReactancePriTer>0.1</ReactancePriTer>
        <ReactancePriSec>0.1</ReactancePriSec>
        <ResistanceSecTer>0</ResistanceSecTer>
        <ResistancePriTer>0</ResistancePriTer>
        <ResistancePriSec>0</ResistancePriSec>
        <ConnectionType3>0</ConnectionType3>
        <ConnectionType2>0</ConnectionType2>
        <ConnectionType1>0</ConnectionType1>
        <BaseVoltage3>13.8</BaseVoltage3>
        <BaseVoltage2>23</BaseVoltage2>
        <BaseVoltage1>69</BaseVoltage1>
        <NominalApparentPower3>100</NominalApparentPower3>
        <NominalApparentPower1>100</NominalApparentPower1>
        <NominalApparentPower2>100</NominalApparentPower2>
    </Electrical>
    <Identifier>
        <Name>Transf3w1</Name>
        <ShortName></ShortName>
    </Identifier>
</PSR>
<PSR parent_id="13478" id="13479" type="TERMINAL">
    <Electrical>
        <Side>1</Side>
    </Electrical>
    <Identifier>
        <Name>Value</Name>
        <ShortName></ShortName>
    </Identifier>
</PSR>
<PSR parent_id="13478" id="13480" type="TERMINAL">
    <Electrical>
        <Side>2</Side>
    </Electrical>
    <Identifier>
        <Name>Value2</Name>
        <ShortName></ShortName>
    </Identifier>
</PSR>
<PSR parent_id="13478" id="13481" type="TERMINAL">
    <Electrical>
        <Side>3</Side>
    </Electrical>
    <Identifier>
        <Name>Value3</Name>
        <ShortName></ShortName>
    </Identifier>
</PSR>
```

(a)

```
<PSR parent_id="5339" id="6351" type="TRANSF2W">
    <Graphic>
        <DisplayY>125</DisplayY>
        <DisplayX>326.25</DisplayX>
        <Rotation>90</Rotation>
        <Size>22.5</Size>
        <X>315</X>
        <Y>125</Y>
    </Graphic>
    <Electrical>
        <TapPosition>8</TapPosition>
        <TapTerminal>1</TapTerminal>
        <TapStepVoltageIncrement>0.625</TapStepVoltageIncrement>
        <TapNeutralPosition>8</TapNeutralPosition>
        <TapHighPosition>16</TapHighPosition>
        <TapLowPosition>0</TapLowPosition>
        <Reactance>0.1</Reactance>
        <Resistance>0</Resistance>
        <ConnectionType2>1</ConnectionType2>
        <ConnectionType1>0</ConnectionType1>
        <BaseVoltage2>13.8</BaseVoltage2>
        <NominalApparentPower>100</NominalApparentPower>
        <BaseVoltage1>69</BaseVoltage1>
    </Electrical>
    <Identifier>
        <Name>TF-3A</Name>
        <ShortName></ShortName>
    </Identifier>
</PSR>
<PSR parent_id="6351" id="6352" type="TERMINAL">
    <Electrical>
        <Side>1</Side>
    </Electrical>
    <Identifier>
        <Name>Value</Name>
        <ShortName></ShortName>
    </Identifier>
</PSR>
<PSR parent_id="6351" id="6353" type="TERMINAL">
    <Electrical>
        <Side>2</Side>
    </Electrical>
    <Identifier>
        <Name>Value2</Name>
        <ShortName></ShortName>
    </Identifier>
</PSR>
```

(b)

Figura 19 – Exemplo dos parâmetros de transformadores

4.4 Linhas de transmissão

As linhas de transmissão são usualmente representadas por uma impedância série e uma admitância em derivação que representam o seu efeito capacitivo. No entanto, é mais conveniente representá-las por um circuito equivalente π formado por suas admitâncias complexas. Assim o circuito equivalente é descrito pela admitância Y_{ij} compondo o ramo série, e pela susceptância B, compondo os ramos ligados a terra [Alc83] [Sta79]. A Figura 20 ilustra o circuito equivalente utilizado para representar linhas de transmissão.
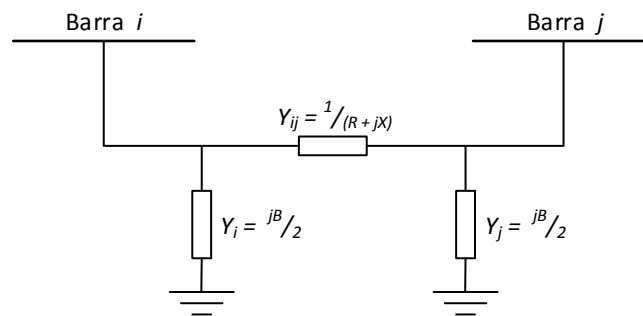
Figura 20 – Modelo π para linhas de transmissão

A Figura 21 abaixo mostra um trecho do arquivo do modelo a uma linha de transmissão e seus parâmetros.

```
<PSR parent_id="1" id="10771" type="LINESEGMENT">
    <Graphic>
        <DisplayX>450</DisplayX>
        <DisplayY>240</DisplayY>
    </Graphic>
    <Electrical>
        <Reactance>0.1</Reactance>
        <Susceptance>0</Susceptance>
        <Resistance>0</Resistance>
        <RatedCurrent>0</RatedCurrent>
        <BaseVoltage>13.8</BaseVoltage>
        <Terminal1>10773</Terminal1>
        <Terminal2>10775</Terminal2>
    </Electrical>
    <Identifier>
        <Name>Line_CQR_CQA</Name>
        <ShortName></ShortName>
    </Identifier>
</PSR>
```

Figura 21 – Exemplo dos parâmetros de linhas de transmissão

4.5 Cabos

O modelo utilizado para representar os cabos, do ponto de vista de simulação, é idêntico àquele utilizado para linhas de transmissão. Porém, na estrutura do programa, os

cabos pertencem a uma classe diferente. Da mesma forma, o arquivo que armazena os dados do modelo possui uma estrutura particular para esta classe.

Por padrão, ao iniciar a modelagem de um sistema, diversos tipos de cabo e seus respectivos parâmetros são armazenados no arquivo XPD. Na Figura 22 (a), quatro tipos de cabo comumente utilizados em alimentadores de distribuição, e seus respectivos parâmetros, são apresentados como exemplo (8CU, 7CU, 6CU e 5CU). Também é possível adicionar novos cabos, cujos parâmetros não estejam cadastrados por padrão no *software*.

```xml
<PSR parent_id="0" id="2" type="CABLE">
    <Electrical>
        <RatedCurrent>90</RatedCurrent>
        <ReactanceZero>0.525</ReactanceZero>
        <Reactance>0.525</Reactance>
        <Resistance>2.359</Resistance>
        <ResistanceZero>2.359</ResistanceZero>
    </Electrical>
    <Identifier>
        <Name>8 CU</Name>
    </Identifier>
</PSR>
<PSR parent_id="0" id="3" type="CABLE">
    <Electrical>
        <RatedCurrent>110</RatedCurrent>
        <ReactanceZero>0.515</ReactanceZero>
        <Reactance>0.515</Reactance>
        <Resistance>1.871</Resistance>
        <ResistanceZero>1.871</ResistanceZero>
    </Electrical>
    <Identifier>
        <Name>7 CU</Name>
    </Identifier>
</PSR>
<PSR parent_id="0" id="4" type="CABLE">
    <Electrical>
        <RatedCurrent>120</RatedCurrent>
        <ReactanceZero>0.508</ReactanceZero>
        <Reactance>0.508</Reactance>
        <Resistance>1.482</Resistance>
        <ResistanceZero>1.482</ResistanceZero>
    </Electrical>
    <Identifier>
        <Name>6 CU</Name>
    </Identifier>
</PSR>
<PSR parent_id="0" id="5" type="CABLE">
    <Electrical>
        <RatedCurrent>110</RatedCurrent>
        <ReactanceZero>0.477</ReactanceZero>
        <Reactance>0.477</Reactance>
        <Resistance>1.077</Resistance>
        <ResistanceZero>1.077</ResistanceZero>
    </Electrical>
    <Identifier>
        <Name>5 CU</Name>
    </Identifier>
</PSR>
```

(a)

```xml
<PSR parent_id="197" id="11074" type="BRANCH">
    <Graphic>
        <DisplayX>319.846765624686</DisplayX>
        <DisplayY>120.153234375314</DisplayY>
    </Graphic>
    <Electrical>
        <Susceptance>0</Susceptance>
        <Length>1</Length>
        <BaseVoltage>13.8</BaseVoltage>
        <Cable>183</Cable>
        <Terminal1>2705</Terminal1>
        <Terminal2>2696</Terminal2>
    </Electrical>
    <Identifier>
        <Name>Branch10</Name>
        <ShortName></ShortName>
    </Identifier>
</PSR>
```

(b)

Figura 22 – Exemplo dos parâmetros de cabos

Quando utilizado no modelo propriamente dito, um cabo está contido em uma classe denominada BRANCH. A associação deste objeto aos parâmetros de um cabo é realizada através do elemento <Cable>. No exemplo da Figura 22 (b), o objeto cujo id é igual a 11074, e diz respeito a um trecho de cabo, está associado ao cabo cujo id é

183. Além de informar o tipo de cabo utilizado, é necessário saber seu comprimento, tensão nominal e susceptância (na prática, um parâmetro muitas vezes ignorado).

4.6 Equipamentos *shunt*

Os equipamentos *shunt*, capacitores e reatores, são representados pela potência reativa fornecida ou absorvida, quando energizados e submetidos à tensão nominal.

Como a potência fornecida (ou absorvida) por estes equipamentos é função do quadrado da tensão, seus valores não são constantes durante a operação dos sistemas elétricos. Por esta razão, devem-se informar como dados elétricos a potência nominal do equipamento e a tensão para a qual esta potência está referida, conforme está apresentado na Figura 23 a seguir.

```xml
<PSR parent_id="11088" id="11082" type="CAP">
    <Graphic>
        <DisplayY>52.2044341925421</DisplayY>
        <DisplayX>82.4431818181818</DisplayX>
        <Rotation>90</Rotation>
        <Size>26.25</Size>
        <X>90</X>
        <Y>20.9165554046631</Y>
    </Graphic>
    <Electrical>
        <BaseVoltage>0</BaseVoltage>
        <NominalReactivePower>0</NominalReactivePower>
    </Electrical>
    <Identifier>
        <Name>CB07</Name>
        <ShortName></ShortName>
    </Identifier>
</PSR>
<PSR parent_id="11082" id="11083" type="TERMINAL">
    <Electrical>
        <Side>1</Side>
    </Electrical>
    <Identifier>
        <Name>Value</Name>
        <ShortName></ShortName>
    </Identifier>
</PSR>
```

(a)

```xml
<PSR parent_id="184" id="13482" type="REACT">
    <Graphic>
        <DisplayY>119.389671361502</DisplayY>
        <DisplayX>207.183098591549</DisplayX>
        <Rotation>90</Rotation>
        <Size>20</Size>
        <X>197.183098591549</X>
        <Y>109.389671361502</Y>
    </Graphic>
    <Electrical>
        <BaseVoltage>0</BaseVoltage>
        <NominalReactivePower>0</NominalReactivePower>
    </Electrical>
    <Identifier>
        <Name>React1</Name>
        <ShortName></ShortName>
    </Identifier>
</PSR>
<PSR parent_id="13482" id="13483" type="TERMINAL">
    <Electrical>
        <Side>1</Side>
    </Electrical>
    <Identifier>
        <Name>Value</Name>
        <ShortName></ShortName>
    </Identifier>
</PSR>
```

(b)

Figura 23 – Exemplo dos parâmetros de elementos *shunt*

4.7 Equivalentes externos [Alc83]

A utilização de equivalentes externos, no caso do OTS, se faz necessária devido à falta de informações referentes a todo sistema elétrico interligado. Em outras palavras, um centro de controle normalmente recebe os pontos analógicos e digitais da parte monitorada da rede, ou seja, da região para a qual o sistema elétrico está sob sua supervisão e controle. E, embora as informações do estado dos sistemas externos à

região monitorada sejam desconhecidas, sabidamente estes sistemas têm contribuição no estado geral da rede.

O objetivo básico do equivalente externo, portanto, é o de simular as reações da rede externa quando ocorrem alterações na rede de interesse, provocadas, por exemplo, pelo desligamento de uma linha de transmissão. Existem casos em que as reações externas devido a perturbações internas podem ser insignificantes. Mas, principalmente quando da ocorrência de perturbações próximas à região de fronteira, estas reações são importantes e exigem a utilização de equivalentes para representá-las.

Uma solução trivial para o problema de equivalentes externos seria a de desligar a rede externa, substituindo-se os fluxos entre as barras de fronteira e as barras externas por injeções adicionais nas barras de fronteira. Para o caso básico, o estado da rede de interesse seria o mesmo da rede completa. Entretanto, a rede externa não reagiria diante de uma perturbação interna, prejudicando a precisão do estado calculado nas situações em que as reações externas são significativas.

Na prática, o modelo elétrico para o OTS tem sido construído utilizando o *Equivalente Ward*, em seu modelo não linear.
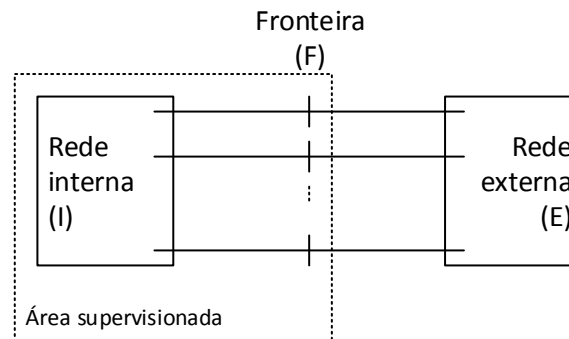
Figura 24 – Representação de uma rede em rede interna, fronteira e rede externa

4.7.1 Equivalente *Ward*: modelo linear [War49]

Seja uma rede representada por um modelo linear do tipo apresentado na equação (4.34), onde Y é a matriz de admitância nodal, $\bar{E}$ é o vetor de tensões complexas dos nós e $\bar{I}$ é o vetor de injeções nodais de corrente.

$$\mathrm{Y} \cdot \bar{E} = \bar{I} \tag{4.34}$$

Neste tipo de modelo, as cargas/geradores podem ser representadas por corrente constante, admitância constante, ou ambos: as correntes aparecem no vetor $\bar{I}$ e as admitâncias são incluídas na diagonal principal da matriz Y. Seguindo a divisão apresentada na Figura 24, a equação (4.34) pode ser colocada na forma:

$$\begin{bmatrix} Y_{EE} & Y_{EF} & \\ Y_{FE} & Y_{FF} & Y_{FI} \\ & Y_{IF} & Y_{II} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{E}_E \\ \bar{E}_F \\ \bar{E}_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \bar{I}_E \\ \bar{I}_F \\ \bar{I}_I \end{bmatrix} \tag{4.35}$$

Explicitando-se $\bar{E}_E$ a partir da primeira equação do sistema (4.35), obtém-se:

$$\bar{E}_E = {Y_{EE}}^{-1} \cdot (\bar{I}_E - Y_{EF} \cdot \bar{E}_F) \tag{4.36}$$

Substituindo-se $\bar{E}_E$ na segunda equação do sistema (4.35), obtém-se o sistema reduzido (4.37).

$$\begin{bmatrix} {Y_{FF}}^{eq} & Y_{FI} \\ Y_{IF} & Y_{II} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \bar{E}_F \\ \bar{E}_I \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} {\bar{I}_F}^{eq} \\ \bar{I}_I \end{bmatrix} \tag{4.37}$$

Em que:

$${Y_{FF}}^{eq} = Y_{FF} - \left(Y_{FE} \cdot {Y_{EE}}^{-1} \cdot Y_{FE}\right) \tag{4.38}$$

$${I_F}^{eq} = I_F + \left(-Y_{FE} \cdot {Y_{EE}}^{-1} \cdot I_E\right) \tag{4.39}$$

O sistema de equações reduzido apresentado em (4.37) envolve apenas as variáveis de interesse ($\bar{E}_F$ e $\bar{E}_I$) e está representado pela Figura 25 a seguir. A matriz ${Y_{FF}}^{eq}$ contém as admitâncias das ligações entre as barras de fronteira e também as admitâncias *shunt* das barras de fronteira. A matriz Y_{FF} corresponde aos elementos existentes na rede original e, a matriz $\left(Y_{FE} \cdot {Y_{EE}}^{-1} \cdot Y_{FE}\right)$ corresponde aos elementos que aparecem devido ao processo de redução. O vetor ${I_F}^{eq}$ contém as injeções de corrente equivalentes, formadas por duas componentes: as injeções previamente existentes I_F mais uma componente correspondente à distribuição sobre a fronteira das injeções externas $\left(Y_{FE} \cdot {Y_{EE}}^{-1} \cdot I_E\right)$. A matriz $-Y_{FE} \cdot {Y_{EE}}^{-1}$ representa a maneira pela qual as injeções externas I_E se dividem entre as barras de fronteira.
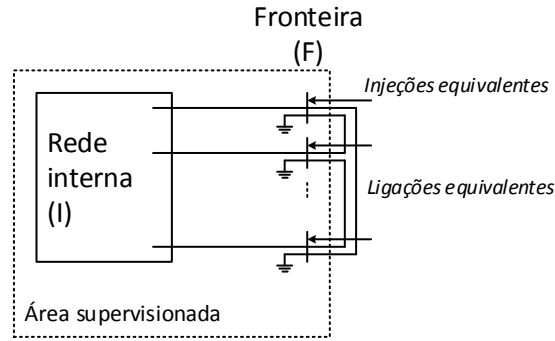
Figura 25 – Rede reduzida formada pela área supervisionada e pelo equivalente externo

Portanto, está comprovado que uma rede externa pode ser substituída por um conjunto de admitâncias (série e *shunt*) ligadas aos nós de fronteira e por um conjunto de injeções de correntes nesses nós. No caso particular em que a fronteira é formada apenas por um nó e pelo nó-referência, uma fonte de corrente e uma admitância equivalente entre esses dois nós substituem a rede externa.

As injeções equivalentes ${I_F}^{eq}$ dadas pela equação (4.39) dependem das injeções de corrente nas barras externas I_E. Para aplicações em tempo real, entretanto, esta informação pode não estar disponível. Neste tipo de aplicação, o vetor ${I_F}^{eq}$ pode ser determinado a partir da equação (4.40).

$$ {I_F}^{eq} = {Y_{FF}}^{eq} \cdot \bar{E}_F + Y_{FI} \cdot \bar{E}_I \qquad (4.40) $$

Note-se que os vetores $\bar{E}_F$ e $\bar{E}_I$ constituem o estado da rede supervisionada e, portanto, são informações disponíveis no centro de controle. Para sistemas com pequenas dimensões, as admitâncias equivalentes podem ser obtidas pela equação (4.38). Para sistemas com dimensões maiores, o equivalente externo pode ser obtido de uma maneira mais simples e direta, utilizando-se o método de eliminação de Gauss.

A esta altura, um exemplo pode ajudar a ilustrar o problema. Considere, portanto, o modelo CC de uma rede de quatro barras, e seus respectivos dados (todos em *pu*), conforme apresentado na Figura 26.
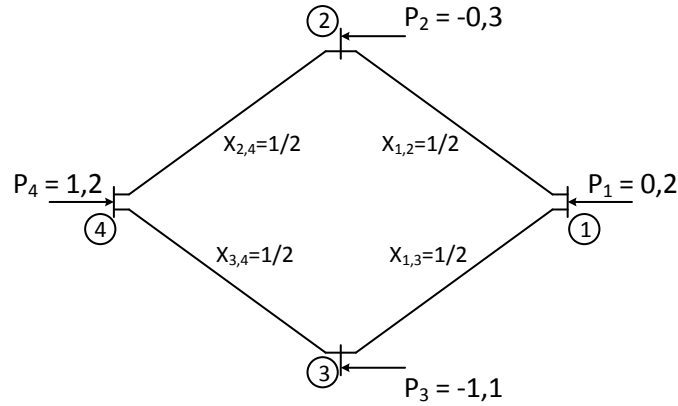
Figura 26 – Exemplo de equivalente utilizando modelo CC

Portanto, resolvendo-se as equações (4.38) e (4.39), tem-se:

$$Y_{FF}^{eq} = Y_{FF} - \left(Y_{FE} \cdot Y_{EE}^{-1} \cdot Y_{FE}\right) = \begin{bmatrix} 4 & 0 \\ 0 & 4 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} -2 \\ -2 \end{bmatrix} \cdot \left[{}^{1}/_{4}\right] \cdot \begin{bmatrix} -2 & -2 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 3 & -1 \\ -1 & 3 \end{bmatrix}$$

$$I_F^{eq} = I_F + \left(-Y_{FE} \cdot Y_{EE}^{-1} \cdot I_E\right) = \begin{bmatrix} -0{,}3 \\ -1{,}1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} -2 \\ -2 \end{bmatrix} \cdot \left[{}^{1}/_{4}\right] \cdot [0{,}2] = \begin{bmatrix} -0{,}2 \\ -1{,}0 \end{bmatrix}$$

A Figura 27 a seguir ilustra o resultado obtido.
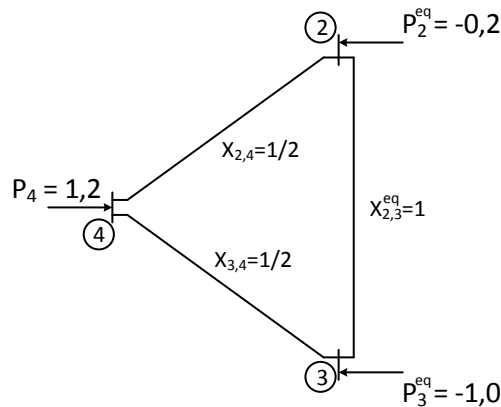
Figura 27 – Resultado do exemplo de equivalente utilizando modelo CC

O sistema equivalente obtido anteriormente e representado na Figura 27 poderia ser utilizado no estudo do efeito de uma perturbação interna, por exemplo, o aumento da admitância de uma linha de transmissão. Após a perturbação, o estado calculado para a rede de interesse seria o mesmo obtido utilizando-se o sistema completo representado na Figura 26. Isto se justifica devido ao modelo linear adotado ($\bar{B}\theta = \bar{P}$). Para estes modelos, a redução da rede é exata. O mesmo não ocorre para equivalentes

não lineares, para os quais os resultados da análise de perturbações são aproximados.

4.7.2 Equivalente *Ward*: modelo não linear [Mon79]

As ideias básicas do equivalente *Ward* foram discutidas anteriormente utilizando-se um modelo linear para representar o sistema elétrico; neste modelo, os geradores e cargas são representados por admitância e/ou corrente constante. Na prática, o modelo de gerador utilizado pelo OTS é do tipo potência constante; as cargas, por sua vez, podem ser do tipo admitância constante, corrente constante, potência constante ou, uma composição dos três tipos. Neste caso, o problema passa a ser do tipo não linear.

Quando se utiliza um modelo não linear, a obtenção do equivalente *Ward* pode ser feita em duas etapas:

1) Determinação da rede equivalente (admitâncias equivalentes na fronteira);
2) Cálculo das injeções equivalentes nas barras de fronteira.

O cálculo das admitâncias equivalentes segue o mesmo procedimento adotado para os modelos lineares, descrito anteriormente. A diferença aparece na segunda etapa, onde são calculadas injeções de potência ativa e reativa ao invés de injeções de corrente, conforme apresentado nas equações (4.41) e (4.42).

$$P_k{}^{eq} = V_k{}^0 \cdot \sum_{m \in K} V_m{}^0 \cdot \left(G_{km}^{eq} \cdot \cos\theta_{km}^0 + B_{km}^{eq} \cdot \sin\theta_{km}^0\right) \tag{4.41}$$

$$Q_k{}^{eq} = V_k{}^0 \cdot \sum_{m \in K} V_m{}^0 \cdot \left(G_{km}^{eq} \cdot \sin\theta_{km}^0 - B_{km}^{eq} \cdot \cos\theta_{km}^0\right) \tag{4.42}$$

Em que V^0 e θ^0 são as variáveis de estado correspondentes ao caso básico, K é o conjunto de barras de fronteira e internas vizinhas a k (incluindo a própria barra k), e $G_{km}^{eq} + jB_{km}^{eq}$ é um elemento da matriz admitância nodal Y^{eq} da rede reduzida.

Na prática, estas injeções podem ser obtidas rodando-se um programa de fluxo de potência para a rede reduzida considerando-se, temporariamente, as barras de fronteira como sendo do tipo $V\theta$ com as magnitudes das tensões e os ângulos especificados nos valores do caso básico $\left(V_k^0, \theta_k^0\right)$; as injeções de potência nas barras de fronteira

calculadas pelo fluxo de potência são as próprias injeções equivalentes dadas pelas equações (4.41) e (4.42).

O processo de redução da rede descrito anteriormente é o utilizado, atualmente, na modelagem do OTS. Esta abordagem apresenta boa precisão para a parte ativa do problema (fluxos de potência ativa). Quanto à parte reativa (magnitudes de tensão e fluxos de potência reativa), os resultados normalmente são menos precisos. Este tipo de abordagem, sabidamente, pode ainda causar o aparecimento de elementos *shunt* nas barras de fronteira cujos valores são de magnitude elevada, impraticáveis na realidade. Este tipo de problema pode causar, inclusive, dificuldades de convergência do algoritmo de fluxo de potência. Maiores detalhes e possíveis técnicas de solução para este problema podem ser encontradas em [Mon79] e [Dec80].

4.8 Algoritmos

O simulador apresentado neste trabalho está baseado em dois algoritmos de simulação elétrica: processador topológico (também conhecido como configurador de redes) e fluxo de potência.

A primeira e fundamental funcionalidade do modelo orientado a objeto, embarcado no OTS como ferramenta de simulação elétrica, é descrever a estrutura topológica geral do sistema elétrico. Todas as estruturas, dispositivos, arranjos e interconexões da rede devem ser adequadamente descritas e gerenciadas através desta funcionalidade.

Uma vez que a estrutura topológica do sistema elétrico é conhecida, e considerando a base de dados estática disponível em tempo real com informações dos parâmetros de todos os equipamentos, é possível determinar o estado da rede, sendo esta, uma responsabilidade do algoritmo de fluxo de potência.

4.8.1 Processador topológico [Man05]

Em termos de sua descrição estrutural e topológica, um sistema elétrico pode ser visto de duas formas distintas:

- Descrição física (chave-disjuntor): descreve o sistema elétrico como ele é fisicamente. Todos os equipamentos e dispositivos das subestações (geradores, disjuntores, chaves seccionadoras, cargas, etc.) são representados e descritos

em seu arranjo topológico. As subestações são agrupadas em áreas e/ou subáreas e interligadas através das linhas de transmissão, definindo assim o arranjo estrutural do sistema elétrico;

- Descrição lógica (barra-ramo): fornece a descrição topológica resultante do processo de configuração da rede elétrica [Cab88], sendo esta direcionada especialmente para os aplicativos de simulação elétrica. Nesta descrição, os dispositivos lógicos (seccionadoras, disjuntores, etc.) não são representados. A rede elétrica é reduzida aos barramentos e dispositivos efetivamente conectados entre estes barramentos, determinando a configuração operativa atual do sistema.

A construção da descrição lógica do sistema elétrico é efetuada pelo processador topológico [Cab88]. Esta ferramenta trabalha integrada ao modelo computacional que descreve o sistema, atuando como uma funcionalidade de transcrição da descrição física para a descrição lógica correspondente do sistema. Uma vez detectada alguma alteração no estado de um dispositivo lógico, seja através de alguma ação externa (comando explícito de chaveamento pelo operador em treinamento) ou pela ação de algum dispositivo de proteção (atuação de relé), o modelo imediatamente aciona a funcionalidade de reconfiguração da rede, mantendo assim sempre atualizada a sua descrição lógica.

O algoritmo adotado para a função de configuração da rede é uma variação da técnica de **Passeio pelos Arcos do Grafo do Sistema Elétrico** [Cab88], adaptada para explorar eficientemente as potencialidades da POO. A escolha deste algoritmo deve-se principalmente às suas características de varredura única nos arcos do sistema, velocidade de execução e simplicidade de programação computacional. A configuração da rede elétrica é executada em duas etapas: configuração das subestações e configuração da rede elétrica global. Na primeira etapa, realiza-se a configuração das subestações onde os estados dos dispositivos lógicos são processados gerando barras e ilhas elétricas locais a cada subestação. Na etapa seguinte, realiza-se a etapa de configuração da rede elétrica global, onde se percorre as linhas de transmissão das áreas do sistema elétrico reunindo as ilhas elétricas locais que estão conexas e gerando uma ou mais ilhas elétricas globais. Desta forma, o processo de reconfiguração (atualização da configuração) da rede pode ser otimizado, uma vez que a primeira etapa é realizada apenas nas subestações onde ocorreram chaveamentos nos dispositivos lógicos. Além disto, o mesmo algoritmo de configuração pode ser utilizado sem alterações

significativas tanto na etapa de configuração das subestações como na etapa de configuração da rede elétrica global.

Características próprias da POO e da linguagem C++ introduzem algumas particularidades ao algoritmo de configuração de redes que o diferem da metodologia tradicional. São elas:

- O uso de listas encadeadas alocadas dinamicamente e de ponteiros evitam varreduras constantes nos vetores de dados para renumeração das seções de barras configuradas, otimizando o desempenho computacional desta metodologia;
- A configuração é realizada em duas etapas somente: configuração das subestações e da rede elétrica global. A etapa de construção das tabelas equipamento-barra da metodologia tradicional (mapeiam os equipamentos conectados as seções de barramento nas barras configuradas) pode ser eliminada do processo [Cab88]. O mapeamento é definido automaticamente através da conectividade existente entre as barras e os objetos que representam os dispositivos (objetos contêm internamente todos os dados e funcionalidades dos elementos que descrevem).

4.8.2 Exemplo numérico de configuração da subestação [Cos06]

A Figura 28 a seguir representa os circuitos e disjuntores de uma subestação, identificada pelo número 3. Todos os circuitos e disjuntores são igualmente identificados por números. Adicionalmente a variável $STATUS$ que indica a abertura ou fechamento dos disjuntores está indicada ao lado de cada disjuntor.
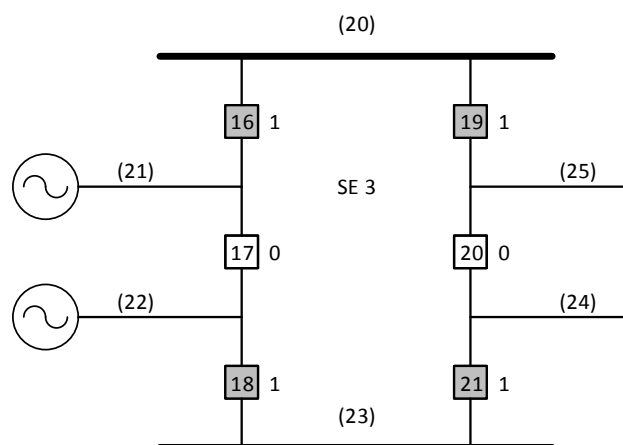
Figura 28 – Exemplo de configuração de uma subestação

A Tabela 7 apresenta os dados associados em forma tabular. As primeiras quatro colunas da tabela são originárias do banco de dados estático do sistema.

							PAR CIRC.		
SE	PRIM			DISJ	PROX		A(i)	B(i)	*STATUS*
⋮	⋮		⋮	⋮	⋮		⋮	⋮	⋮
3	21	→	(21)	16	22	→	20	21	1
⋮	⋮		(22)	17	23		21	22	0
⋮	⋮		(23)	18	24		22	23	1
⋮	⋮		(24)	19	25		20	25	1
⋮	⋮		(25)	20	26		24	25	0
⋮	⋮		(26)	21	0		23	24	1
⋮	⋮		⋮	⋮	⋮		⋮	⋮	⋮

Tabela 7 – Dados para exemplo de configuração de subestação

Os dados de topologia de uma subestação são armazenados sob a forma se uma lista encadeada. Assim, $\mathrm{k} = \mathrm{PRIM(i)}$ indica o primeiro disjuntor da sequência de disjuntores da subestação i. Os disjuntores restantes são apontados sucessivamente pela lista PROX. Assim, $\mathrm{PROX(k)}$ indica o próximo disjuntor da subestação i. Um valor igual à zero para SEQDJ aponta o término da lista de disjuntores da subestação. Os vetores paralelos $\mathrm{A(k)}$ e $\mathrm{B(k)}$ indicam os pares de circuitos que podem ser interconectados pelo disjuntor k. Finalmente, a lista STATUS, que é formada a partir de dados obtidos do sistema SCADA, indica o status de cada disjuntor.

Circ.	$F_0(i)$	$F_1(i)$	$F_2(i)$
20	20	20	20
21	21	20	20
22	22	22	22
23	23	22	22
24	24	22	22
25	25	20	20

Tabela 8 – Resultados da configuração de subestação

O primeiro passo do algoritmo da subseção anterior é a formação do vetor de indicadores F_0. No presente exemplo, o processamento do *status* dos disjuntores na primeira iteração gera o novo vetor de indicadores F_1, indicado na Tabela 8. O fato de ter ocorrido atualização de indicadores nesta iteração torna a repetição do procedimento necessária, o que gera o vetor F_2. É fácil verificar que uma terceira execução do procedimento não alterará os valores em F_2. Verifica-se, portanto, que apenas dois valo-

res diferentes aparecem em F_2, a saber, 20 e 22. Isto indica que a subestação com o $status$ de disjuntores indicados gera dois nós elétricos. Os circuitos conectados a cada nó são aqueles aos quais correspondem os mesmos valores de $F_2(j)$. A Figura 29 apresenta o resultado da configuração da subestação na forma de diagrama unifilar.
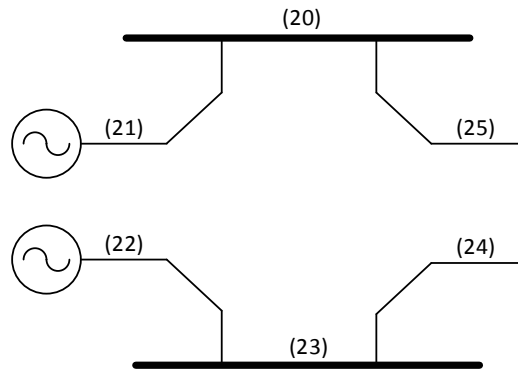
Figura 29 – Diagrama resultante da configuração da subestação exemplo

4.8.3 Exemplo numérico de configuração da rede

Após a configuração de cada subestação do sistema considerado, o passo seguinte é a configuração da rede elétrica. Esta etapa parte dos resultados da etapa anterior procurando, através do processamento de ramos interconectados (linhas e transformadores), as subestações previamente configuradas. O mesmo algoritmo utilizado para configuração de subestações é novamente utilizado, com a diferença de que os disjuntores agora são substituídos pelos ramos (encarados como disjuntores sempre fechados) e os circuitos da aplicação anterior são agora nós elétricos. Para melhor descrever o método, suponha que, ao final da etapa anterior, verificou-se as 5 subestações de um sistema hipotético geraram 9 nós, conforme indicado na Tabela 9. A Figura 30 ilustra graficamente os resultados da tabela.

Subestação	Nó i	Circuitos adjacentes ao nó i
1	1	1, 3, 4
	2	2, 5
2	3	8, 9
	4	1, 2, 6
3	5	3, 5, 6
	6	4
	7	8, 10
4	8	7, 9, 10
5	9	7

Tabela 9 – Dados para a etapa de configuração da rede
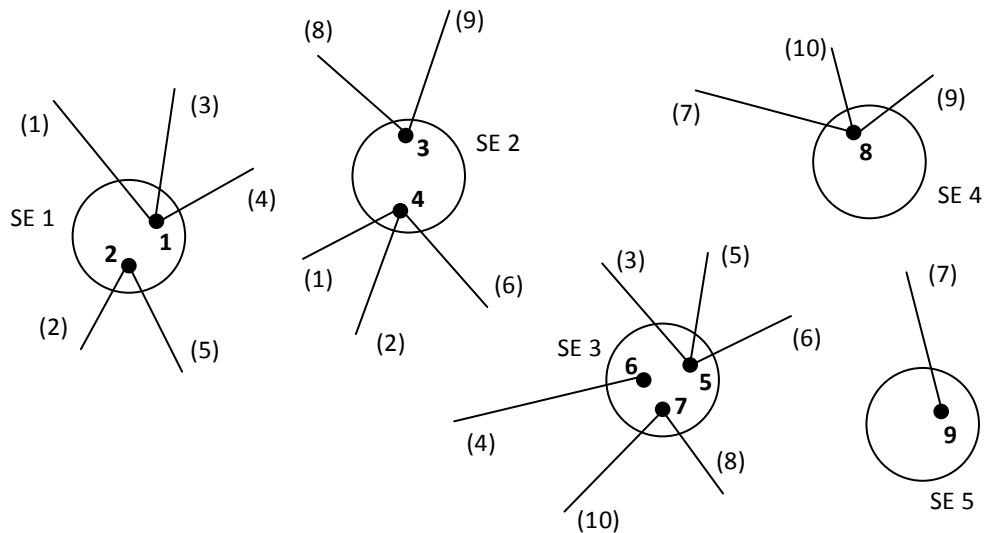
Figura 30 – Exemplo para ilustrar a etapa de configuração da rede

Os resultados de aplicação do algoritmo descrito estão ilustrados na Tabela 10. As primeiras três colunas da tabela indicam as barras terminais de cada ramo, enquanto que as últimas três colunas mostram a evolução do vetor de apontadores F_k ao longo das iterações preconizadas no algoritmo. A Figura 31 mostra o resultado final da configuração da rede elétrica. Verifica-se que, no caso do exemplo, a rede é desconexa, sendo composta de duas ilhas: a primeira é formada pelos nós 1, 2, 4, 5 e 6, e a segunda contém os nós 3, 7, 8 e 9.

			Evolução do apontador $F(i)$			
Ramo	I	J	Nós	$F_0(i)$	$F_1(i)$	$F_2(i)$
1	1	4	1	1	1	1
2	2	4	2	2	1	1
3	1	5	3	3	3	3
4	1	6	4	4	1	1
5	2	5	5	5	1	1
6	4	5	6	6	1	1
7	8	9	7	7	3	3
8	3	7	8	8	3	3
9	3	8	9	9	8	3
10	7	8	10	10	8	3

Tabela 10 – Resultados da etapa de configuração da rede
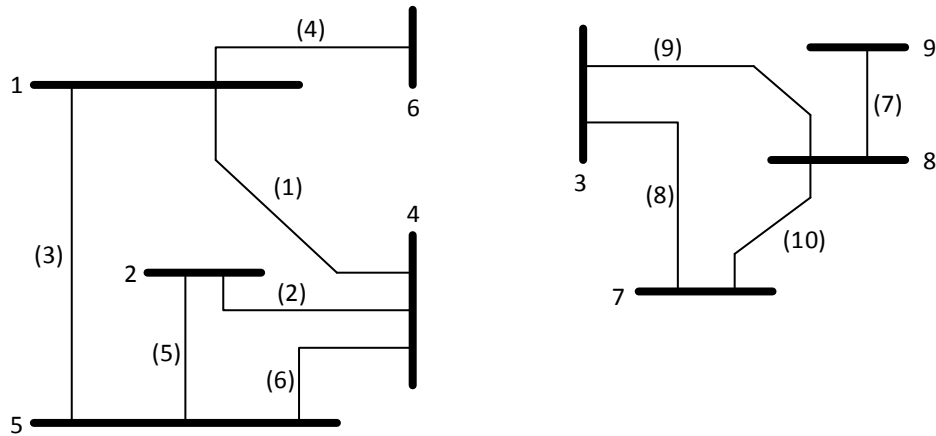
Figura 31 – Diagrama com o resultado da etapa de configuração da rede

4.8.4 Essencialidade de ramos da rede elétrica

Diz-se que um ramo da rede é essencial se sua desconexão produzir ilhamentos na rede. A análise de essencialidade é importante na medida em que seus resultados podem subsidiar a análise de contingências. Algoritmos similares ao descrito neste subcapítulo podem ser desenvolvidos para realizar a análise de essencialidade dos ramos da rede, isto é, para determinar os ramos cuja desconexão provocaria ilhamentos na rede elétrica.

4.8.5 Fluxo de potência

O algoritmo de fluxo de potência utilizado pelo OTS é baseado no método de Newton-Raphson clássico [Alc83], sem dúvida um dos mais conhecidos entre todos os métodos para abordagem deste tipo de problema em sistemas elétricos.

Sabidamente, a convergência deste método é bastante dependente das condições de inicialização fornecidas como dados. E, portanto, algumas modificações foram feitas na inicialização do algoritmo, possibilitando que o ponto de partida utilizado seja:

1. Os dados de tensão (magnitude e ângulo) calculados na iteração anterior;
2. *Flat start*;
3. *O* resultado do método desacoplado rápido [Alc83];
4. O resultado de um fluxo de potência linear [Alc83].

Como padrão, o fluxo de potência linear tem sido utilizado, pois permite sempre obter uma solução do problema. E, embora a sua utilização não seja adequada para sistemas de distribuição, aqui o objetivo é apenas o de fornecer um ponto de partida tão próximo quanto possível da solução do problema de fluxo de potência do método clássico, efetivamente utilizado a partir de então.

4.9 Considerações finais

Tendo apresentado cada um dos modelos embarcados no OTS, alguns detalhes de sua implementação computacional e, quando existentes, suas limitações, a capacidade de representação dos sistemas elétricos pelo simulador está posta. Adicionalmente, apresentam-se como estes modelos são utilizados pelos algoritmos de simulação, quais sejam o processador topológico e o fluxo de potência. Embora ambos sejam bastante conhecidos e, amplamente divulgados, tanto na academia como na indústria, o contexto e a forma de implementação computacional acabam particularizando cada uma das aplicações.

Capítulo 5

Gerenciamento do treinamento

5.1 Considerações iniciais

Nos capítulos anteriores, os simuladores para treinamento de operadores foram apresentados e contextualizados como ferramenta de suporte à operação em tempo real. Seu desenvolvimento histórico foi descrito em ordem cronológica. Discutiu-se a classificação dos diversos *softwares* existentes, de acordo com a estratégia adotada em cada caso no que diz respeito à modelagem, plataforma de desenvolvimento, funcionalidades consideradas, entre outros. Finalmente, foram mostradas as características e limitações consequentes da escolha de modelos estáticos, isto é, da simulação baseada no algoritmo de fluxo de potência.

Todo o conteúdo apresentado anteriormente dá suporte ao entendimento do tema OTS de modo geral. Este capítulo, por sua vez, é o cerne desse trabalho. O subsistema aqui discutido é responsável por "montar o quebra-cabeça". Ele faz uso dos recursos disponíveis no sistema SCADA, e da capacidade de modelagem e simulação estática embarcada no EMS, para criar um ambiente de gestão do treinamento. É a partir das interfaces desenvolvidas neste subsistema que o instrutor prepara e controla o treinamento.

Os recursos existentes no sistema SCADA/EMS e utilizados pelo OTS são brevemente descritos, para possibilitar uma melhor compreensão da estrutura de *software* utilizada. Em seguida, a interface de gerenciamento é mostrada e descrita de maneira geral. As duas primeiras guias da interface, Cenário e Sequências, são apresentadas rapidamente, pois já estavam desenvolvidas quando este trabalho foi iniciado. Posteriormente, no Apêndice A essas duas guias são descritas detalhadamente considerando cada um dos botões e demais recursos disponíveis.

A terceira guia, denominada Curvas de carga, representa o que de fato foi desenvolvido neste trabalho. Por este motivo, o algoritmo e a interface serão discutidos em detalhes. Finalmente, a guia Configurações também será apresentada. Embora sua inter-

face seja bastante simples, os códigos existentes em seus dois botões são extensos e desempenham papel fundamental.

Finalmente, no final deste capítulo, um exemplo prático da utilização do OTS é mostrado e discutido.

5.2 O subsistema de gerenciamento do treinamento

O subsistema de gerenciamento de treinamento foi desenvolvido para um aproveitamento ótimo da estrutura de *software* disponível no *Elipse Power* (EMS). Considera-se que para o OTS, este subsistema é tão importante quanto o de simulação elétrica, composto basicamente pelos modelos, processador topológico e fluxo de potência.

Para possibilitar uma compreensão adequada deste subsistema, bem como de suas funcionalidades e potencialidades, a estrutura do EMS no qual ele está embarcado é apresentada de forma macro na Figura 32.
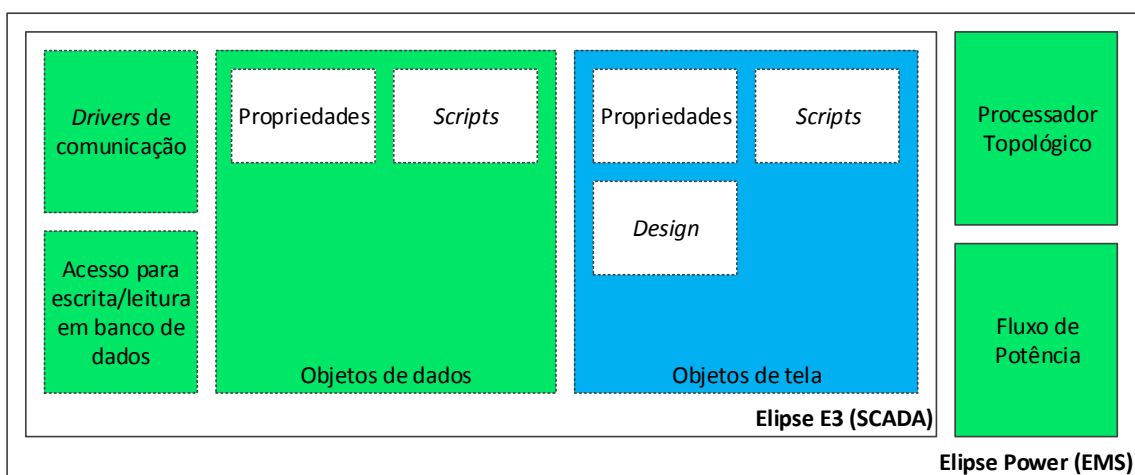
Figura 32 – Estrutura na qual o OTS está baseado

5.2.1 Arquitetura cliente-servidor

O sistema SCADA utilizado segue o modelo cliente-servidor, o que em computação, quer dizer uma estrutura de aplicação distribuída. Assim, a carga de trabalho entre os fornecedores de recursos ou serviços (servidores) e os requerentes de serviços (clientes) é distribuída. Os servidores e clientes normalmente comunicam-se através de uma rede de computadores, podendo residir em um mesmo computador ou em com-

putadores distintos. No exemplo da Figura 32, essa estrutura está representada da seguinte maneira:

- **Servidor (em verde):** aplicações como o processador topológico, fluxo de potência e *drivers* de comunicação são processados no servidor e seus resultados, quando solicitados, são disponibilizados aos clientes;
- **Cliente (em azul):** objetos de tela, incluindo a interface do instrutor, são processados pelo cliente.

Em geral, todas as aplicações que requerem processamento computacional de alto desempenho residem no servidor. Este é o caso, por exemplo, do processador topológico e do fluxo de potência, embarcados no sistema SCADA para compor o que se denomina EMS.

A capacidade de conexão de vários clientes a um mesmo servidor é, portanto, uma vantagem deste modelo que tem sido aproveitada pelo OTS. Normalmente, é desejável que as mesmas telas sejam vistas por mais de um operador em treinamento, localizados em mesas de operação separadas. Isto porque, também nos centros de controle, é normal a existência de mais de uma mesa de operação. O que se faz, portanto, é centralizar o processamento dos dados em um servidor e, configurar computadores clientes responsáveis pelo processamento dos objetos de tela, através dos quais os dados são apresentados. As estações cliente são denominadas estação do *trainee* e estação do operador.

5.2.2 *Drivers* de comunicação

O sistema SCADA considerado tem capacidade para se comunicar em mais de 350 protocolos diferentes. Isto garante que o OTS possa ser acoplado em equipamentos e sistemas diversos.

A Figura 33 a seguir ilustra uma aplicação prática para a situação considerada. Nesse exemplo, supõe-se que na estação dos *trainees*, o sistema SCADA utilizado é diferente do qual o OTS está embarcado. Neste caso, a integração entre os sistemas é feita através de um protocolo de comunicação no qual ambos tenham capacidade de enviar e receber dados. Esta experiência foi realizada utilizando o SAGE na estação dos *trainees*, um sistema SCADA bastante conhecido pelas empresas do setor elétrico brasileiro.
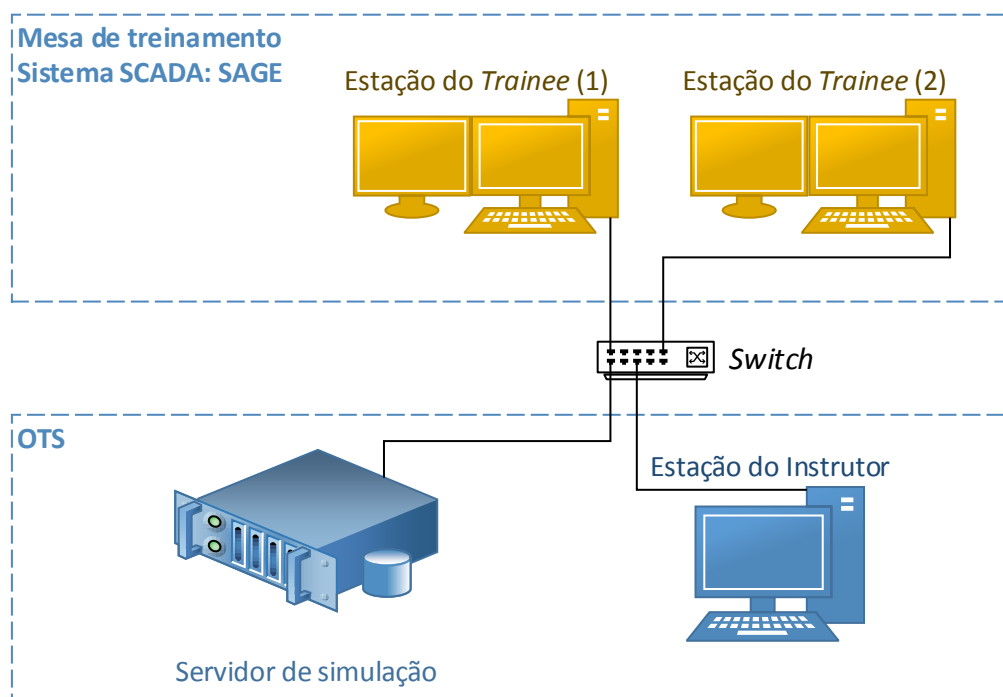
Figura 33 – Exemplo de conexão do OTS a outros sistemas SCADA

5.2.3 *Visual Basic Script*

Scripts são linguagens de programação executadas do interior de programas e/ou de outras linguagens de programação, não se restringindo a esses ambientes. As linguagens de *script* são normalmente utilizadas para estender a funcionalidade de um programa e/ou controlá-lo. O *Visual Basic Script,* ou simplesmente *VB Script* é uma linguagem baseada no *Visual Basic* que traz a capacidade de *scripting* para aplicações que rodam no sistema operacional *Windows*.

A possibilidade de utilização de *scripting* a partir do sistema SCADA/EMS é explorada pelo subsistema de gerenciamento do treinamento, principalmente devido a sua capacidade de controle. Os *scripts* são utilizados para gerenciar todo o ambiente de treinamento, o que basicamente envolve o processamento, em tempo real, de:

- Informações inseridas nas telas de operação pelo *trainee*;
- Informações inseridas nas telas de gerenciamento pelo instrutor;
- Atualização das variáveis de entrada necessárias à execução dos algoritmos de simulação elétrica;
- Interpretação dos resultados dos algoritmos de simulação elétrica;

- Atualização do estado de operação apresentado nas telas.

Considerando, portanto, a estrutura do SCADA/EMS e a possibilidade de controle de suas funcionalidades através de *scripts*, o subsistema de gerenciamento do treinamento é apresentado em sequência.

Os recursos à disposição do instrutor estão organizados em uma interface dividida em quatro guias, assim denominadas: Cenário, Sequências, Curvas de carga e Configurações; e uma tabela de *log* do treinamento.

5.3 Cenário

Cenário pode ser definido como um *snapshot* dos valores de todas as variáveis do sistema, quais sejam:

- Medidas discretas, por exemplo: estado de equipamentos, alarmes, etc.;
- Medidas analógicas como tensão, potência ativa e reativa, corrente, temperatura de transformadores, posição de tap, entre outras.

Na interface de gerenciamento do treinamento, através da guia Cenário, o instrutor pode acessar e alterar o valor de qualquer variável da base de dados do sistema SCADA. Para as variáveis obtidas a partir do resultado do algoritmo de fluxo de potência, porém, as alterações são feitas indiretamente. Por exemplo, é possível modificar a magnitude da tensão em uma barra do sistema através da conexão de um banco de capacitores ou reatores, pela alteração na posição do tap de transformadores, ou ainda através da variação da tensão na geração. E é exatamente como deve ser, pois também nos centros de controle em tempo real, variáveis como magnitude de tensão de barra não são alteradas diretamente, a menos que seja uma barra controlada.

A Figura 34 é um exemplo da guia Cenário. A chave fusível 2E, pertencente ao alimentador ACP, cuja origem é a subestação CMP está selecionada. Portanto, os pontos existentes na base de dados referentes a este equipamento são apresentados. Observe-se que existem apenas quatro pontos, etiqueta, posição da chave, e estado de seus terminais, e que todos eles são pontos discretos.

Na Figura 35, por sua vez, está selecionada a carga de distribuição 95, também pertencente ao alimentador ACP. Nesse caso, todavia, nota-se a existência de um ponto discreto e quatro pontos analógicos relacionados na base de dados.
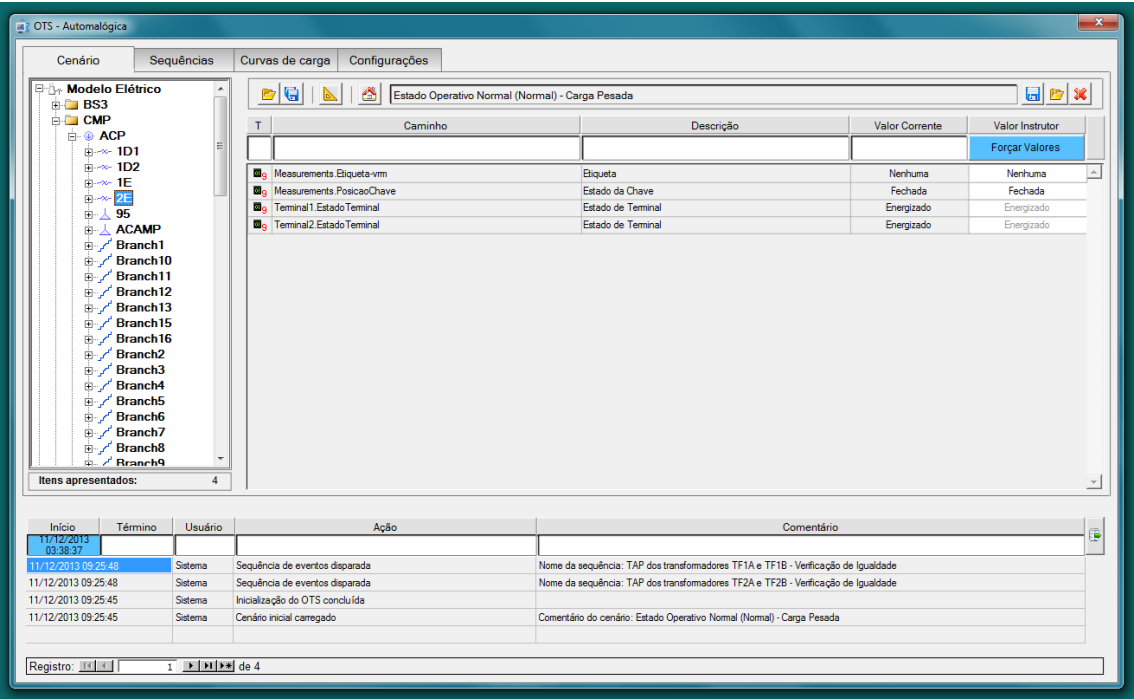
Figura 34 – Guia Cenário: chave fusível 2E selecionada
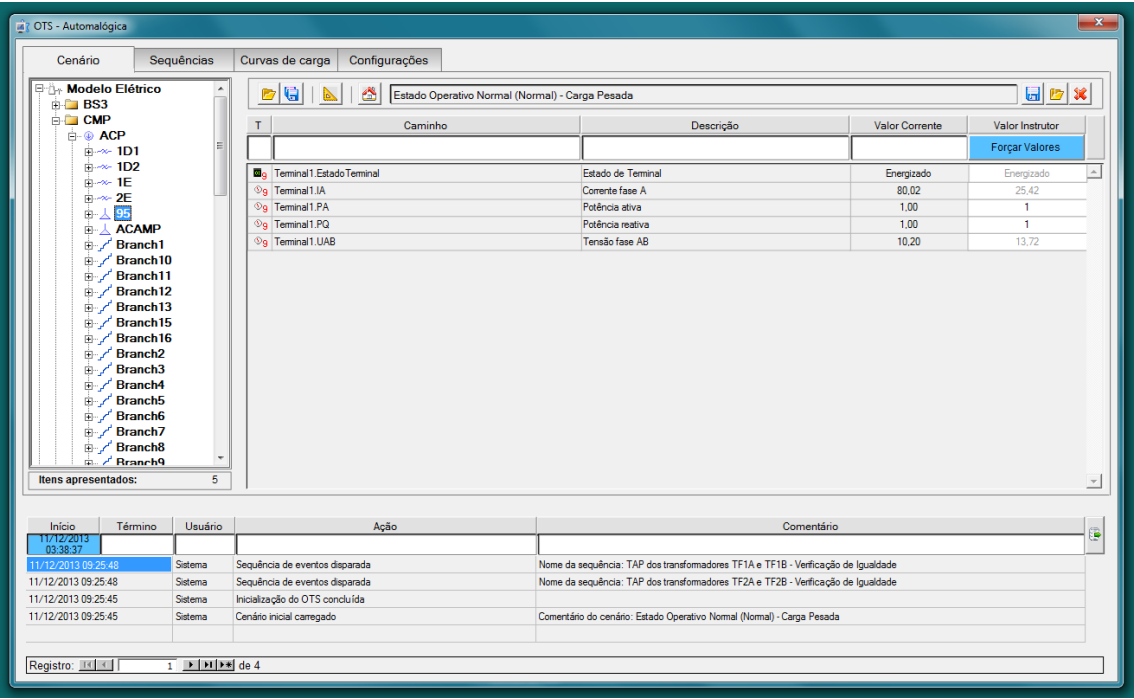
Figura 35 – Guia Cenário: carga de distribuição 95 selecionada

Embora existam aqui diversas funcionalidades disponíveis para auxiliar o instrutor, elas estão apresentadas em detalhes no Apêndice A, onde se descreve a função de

cada um dos botões e recursos desta guia. Destaca-se, contudo, a capacidade de exportar um *snapshot* a partir do sistema SCADA do centro de controle e importar este arquivo no OTS. Isso facilita o trabalho de preparação do treinamento, além de permitir que situações vistas no centro de controle em tempo real possam ser reproduzidas no OTS de modo muito semelhante.

5.4 Sequências

Uma sequência de eventos é, basicamente, um conjunto de alterações sequenciais em variáveis pré-definidas, cujos valores não são calculados pelo algoritmo de fluxo de potência. O objetivo é levar o sistema elétrico de um estado inicial para um estado final. Entre diversas outras possibilidades, permite ao instrutor simular a ocorrência de uma falta e seu impacto no sistema elétrico (atuação da proteção, alarmes, abertura de circuitos, entre outros eventos decorrentes da perturbação considerada).

As sequências de eventos podem ser disparadas de duas maneiras:

- Pelo próprio instrutor, através de um botão;
- Automaticamente, sempre que a condição lógica de uma expressão booleana for verdadeira. Expressões booleanas podem ser construídas a partir de pontos discretos e/ou analógicos associados através de operadores booleanos (OU, E, NÃO) e operadores de comparação (=, !=, >, <, >=, <=).

Basicamente, utilizando os recursos disponíveis nessa guia, o instrutor pode construir lógicas de:

- Intertravamento, automação e controle;
- Atuação de dispositivos, equipamentos e alarmes;
- Alteração de variáveis discretas e/ou analógicas.

A Figura 36 a seguir é um exemplo desta interface, onde uma sequência de eventos está sendo construída ou editada e, portanto, está indisponível. Isso significa que, mesmo que a simulação seja iniciada, as modificações realizadas nesta sequência não serão consideradas até que sejam salvas e validadas. A simulação sempre utiliza a última sequência válida.
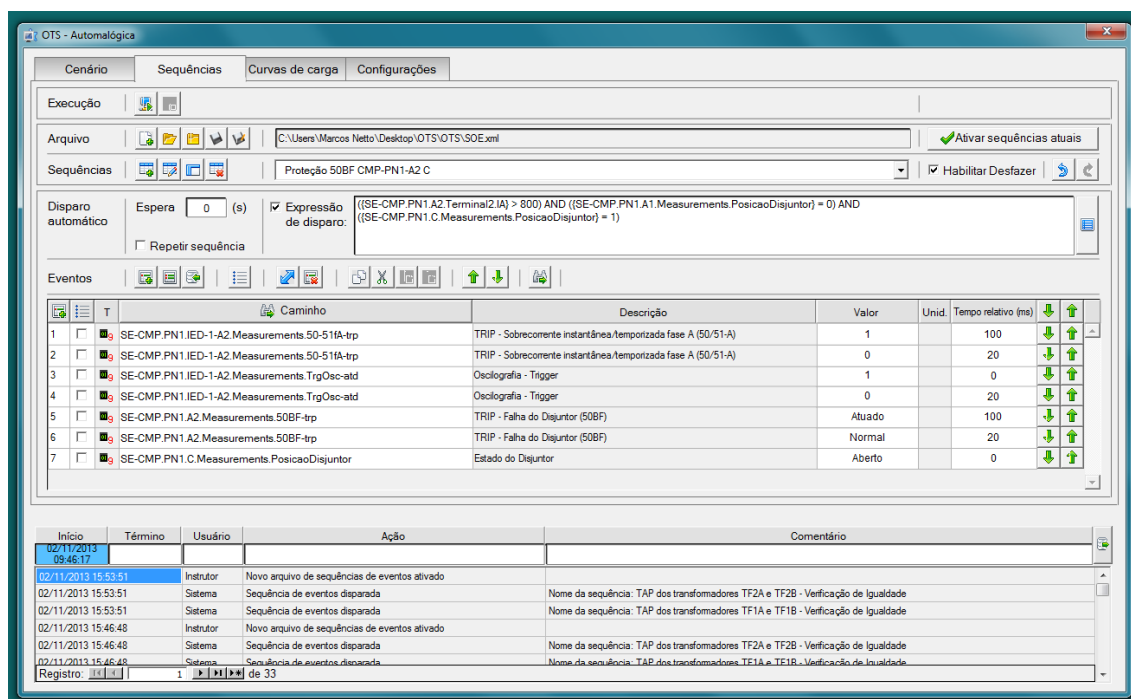
Figura 36 – Sequência de eventos em modo de edição

O funcionamento lógico dessa guia, de maneira geral, é simples. A expressão booleana é monitorada continuamente e, ao assumir condição lógica verdadeira, dispara a lista de eventos sequenciais.

No exemplo da Figura 36, considere que a sequência denominada Proteção 50BF CMP-PN1-A2 C esteja válida. Então, a seguinte expressão booleana será monitorada:

({SE-CMP.PN1.A2.Terminal2.IA}>800)

AND ({SE-CMP.PN1.A1.Measurements.PosicaoDisjuntor}=0)

AND ({SE-CMP.PN1.C.Measurements.PosicaoDisjuntor}=1)

Assim, sempre que a corrente no terminal 2 do disjuntor A2 pertencente ao alimentador PN1 da subestação CMP for maior que 800 ampères, e o disjuntor A1 do alimentador PN1 da subestação CMP estiver aberto (igual à zero), e o disjuntor C do alimentador PN1 da subestação CMP estiver fechado (igual a um), a lista de eventos é disparada.

O primeiro evento é um sinal de *trip* enviado ao disjuntor A2 (o ponto discreto tem seu valor lógico igual a um) 100 milissegundos após a verificação da expressão booleana. O mesmo sinal é levado à condição lógica zero 20 milissegundos depois, pois na prá-

tica este é um sinal pulsado. O próximo evento é um sinal de disparo (*trigger*) para registro de oscilografia, normalizado após 20 milissegundos. O evento listado na quinta posição simula uma falha na abertura do disjuntor A2, fazendo com que o ponto discreto de falha disjuntor (50BF) seja levado à condição lógica verdadeira 100 milissegundos depois. Este mesmo ponto é normalizado após 20 milissegundos. Finalmente, simulando a seletividade da proteção, o disjuntor C é aberto para eliminar o defeito.

O Apêndice A apresenta, em detalhes, cada um dos botões e recursos disponíveis nessa guia. Destaca-se, no entanto, que existe a possibilidade de exportar uma sequência de eventos que esteja registrada no banco de dados do sistema SCADA em tempo real e, em seguida, importá-la no OTS (inclusive com estampa de tempo). Essa funcionalidade permite simular, de modo idêntico, uma perturbação real acontecida no passado.

5.5 Curvas de carga

Até o desenvolvimento desta parte do subsistema de gerenciamento, a simulação da variação da demanda das cargas era feita através da construção de sequências de eventos. A expressão de disparo utilizada normalmente era a posição do disjuntor e/ou chave seccionadora imediatamente à montante das cargas. Se este equipamento estivesse fechado, a lista de eventos era disparada. Na lista de eventos, eram colocados os pontos analógicos referentes à potência ativa e reativa das cargas, e seus valores eram alterados percentualmente, por exemplo, +4% ou -7%.

Isto obviamente impunha restrições severas na representação do comportamento das cargas, além de ser uma forma muito trabalhosa de representar a dinâmica das cargas. Considerando sistemas de grande porte, este tipo de representação não se mostrava viável.

Neste mesmo período, o projeto de pesquisa e desenvolvimento “Metodologia para estimação robusta de estados com tratamento fuzzy de incertezas de sistemas trifásicos desequilibrados em ambientes com redes de distribuição ativas e inteligentes (SMART-GRID) – SMARTMATOR” estava em andamento junto à CELESC. Neste projeto, foram utilizadas campanhas de medição para o desenvolvimento de curvas de carga típicas com tratamento fuzzy de incertezas.

A ideia de desenvolvimento da guia Curvas de carga e de um algoritmo dedicado à simulação do comportamento das cargas surgiu, portanto, a partir da identificação de uma oportunidade de melhoria do OTS e do aprendizado obtido através do projeto com a CELESC.

O PRODIST, em seu Módulo 2 - Planejamento da Expansão do Sistema de Distribuição estabelece os critérios para que as distribuidoras, através de campanhas de medição, façam um levantamento anual de curvas de carga típicas do sistema elétrico sob sua concessão. As cargas são divididas entre os **grupos A** (Alta tensão) e **B** (Baixa tensão). A partir de então, em ambos os grupos existem **subgrupos**, **classes**, e **categorias**, conforme detalhado a seguir.

5.4.1 Curvas de carga do grupo A

As curvas de carga do grupo A são classificadas em subgrupos, conforme apresentado na Tabela 11 a seguir.

Subgrupo	Tensão
A1	230kV
A2	88kV a 138kV
A3	69kV
A3a	30kV a 44kV
A4	Acima de 1kV a 25kV
A4a	Inferior ou igual a 1kV

Tabela 11 – Faixas de tensão dos subgrupos do grupo A

Em seguida, para cada subgrupo, as curvas de carga são classificadas entre as classes Comercial, Industrial, Residencial, Rural ou Outros.

Em cada uma das classes, há ainda a classificação em uma das sete categorias, estabelecidas de acordo com a potência demandada (em kW) por cada carga. A faixa de potência para cada categoria do grupo A pode ser visualizada na Figura 37 (a).

Finalmente, para cada categoria, as curvas são divididas de acordo com o dia da semana, isto é, sábado, domingo ou dia útil.

A Figura 37 (a) a seguir ilustra o critério de classificação das curvas de carga estabelecido pelo PRODIST para o grupo A. As categorias foram apresentadas apenas para uma classe, pois não há diferença para as demais.

Figura 37 – Curvas de carga

5.4.2 Curvas de carga do grupo B

As cargas do grupo B, por sua vez, não são divididas em subgrupos. Sendo assim, esse grupo é dividido diretamente em classes, quais sejam, Comercial, Industrial, Outros, Residencial, Rural ou Iluminação Pública.

Em cada uma das classes, há ainda a classificação em uma das cinco categorias, estabelecidas de acordo com a energia mensal consumida (em kWh) por cada carga. A faixa de consumo para cada uma das cinco categorias pode ser visualizada na Figura 37 (b). Neste caso, todas as categorias foram apresentadas, pois existem diferenças

de critério de consumo mensal entre as classes. Finalmente, para cada categoria as curvas são divididas de acordo com o dia da semana.

Note-se que os dados das curvas de carga apresentadas na Figura 37 estão no formato de um arquivo XML, pois são armazenados neste padrão de extensão.

Considerando, pois, os critérios estabelecidos pelo PRODIST, o algoritmo e a interface desenvolvidos foram preparados para se adaptarem às curvas de carga, padronizadas ou não. A configuração dos parâmetros das curvas pode ser feita através do arquivo XML mostrado anteriormente, ou ainda através da interface apresentada na Figura 38 a seguir.
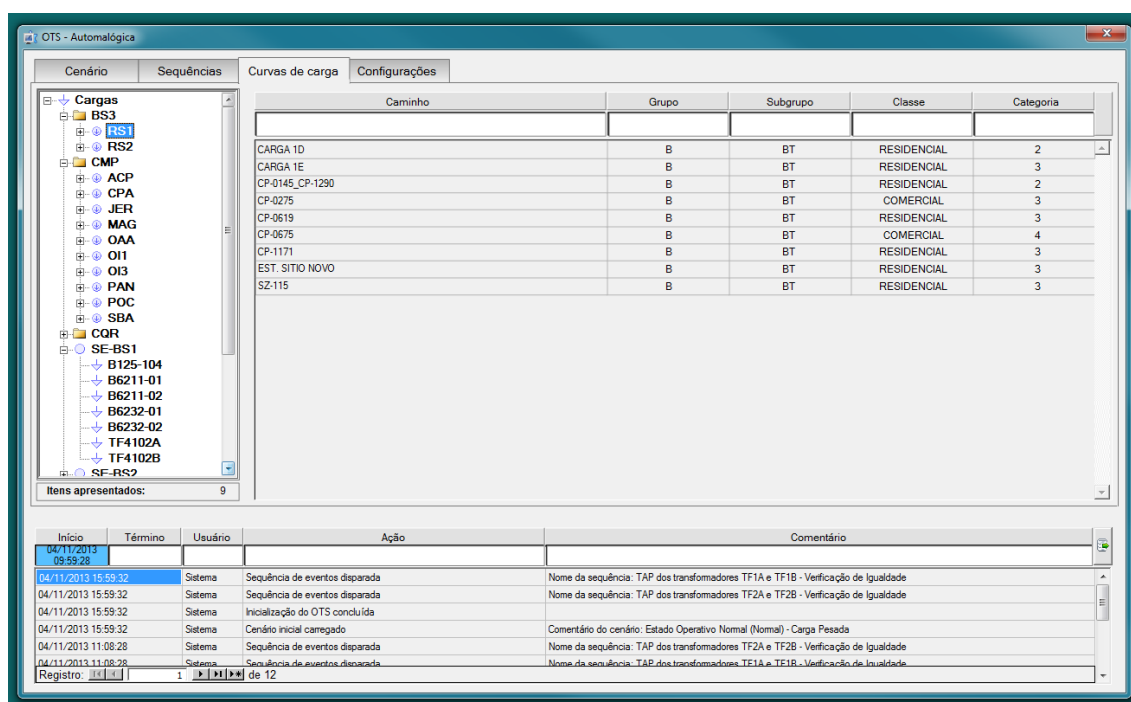
Figura 38 – Configuração das curvas de carga

No início do treinamento, o instrutor informa o dia e o horário que serão simulados. Então, as curvas de carga com os dados correspondentes são automaticamente ajustadas. Um trecho do código responsável por esta função está apresentado na Figura 39.

O *script* que gerencia as curvas de carga utiliza um algoritmo independente do intervalo entre um patamar de carga e o próximo. Assim, não há dependência do *software* com relação ao padrão adotado pela companhia distribuidora, embora se verifique que, na prática, grande parte das empresas tem trabalhado com curvas horárias.

Independentemente do intervalo considerado, o patamar de carga é atualizado a cada um minuto, por interpolação linear entre o patamar de carga imediatamente inferior ao horário da simulação e o superior. Finalmente, ao valor interpolado, adiciona-se um ruído randômico limitado a ±0,05 *pu*, de acordo com (5.1). Este artifício é utilizado na tentativa de representar a natureza aleatória das cargas.

$$y = \lambda \cdot [1 + (1 - r) \cdot 0{,}05] \tag{5.1}$$

Em (5.1), y é o valor simulado para a carga após a adição do ruído, λ é o valor interpolado a partir da curva de carga e r é um número aleatório entre 0 e 1.

```
'Este bloco analisa o intervalo de tempo considerado na curva de carga.
'Se a curva for horária, ou seja, o patamar de carga varia a cada 60 minutos, então:
' -LookForTimeBefore = uma string que representa a hora cheia imediatamente anterior ao horário atual;
' -LookForTimeAfter  = uma string que representa a hora cheia imediatamente posterior ao horário atual.
' Ex.: Considere que, do bloco anterior, TimeToLookFor = "14:39:00". Então, LookForTimeBefore = "14:00:00" e LookForTimeAfter = "15:00:00"
If LoadProfileTimeInterval = 60 Then
    LookForTimeBefore = Hor & ":00:00"
    LookForTimeAfter = DateAdd("n",60,LookForTimeBefore)


'Por outro lado, se a curva não for horária, ou seja, o patamar de carga varia a cada X minutos, então:
'O bloco de código abaixo vai procurar os horários (considerando os Minutos neste caso) imediatamente superior e inferior ao horário atual
'na curva de carga.
'Ex.: Considere que, do bloco anterior, TimeToLookFor = "14:39:00". Considere, adicionalmente, que LoadProfileTimeInterval = 15, ou seja, a
'curva de carga contem valores de carga para cada intervalo de 15 minutos. Então, LookForTimeBefore = "14:30:00" e LookForTimeAfter = "14:45:00"
ElseIf LoadProfileTimeInterval < 60 Then
    Found = False
    TimeAheadFound  = False
    TimeBehindFound = False
    LookForTimeAfter  = TimeToLookFor
    LookForTimeBefore = TimeToLookFor
    Do While Found = False
        For i=1 To NumOfIntervals
            If ((StrComp(TimeInterval(i),LookForTimeBefore)=0) And (Not TimeBehindFound)) Then
                TimeBehindFound = True
                LookForTimeBefore = TimeInterval(i)
            End If
            If ((StrComp(TimeInterval(i),LookForTimeAfter)=0) And (Not TimeAheadFound)) Then
                TimeAheadFound = True
                LookForTimeAfter = TimeInterval(i)
            End If
            If TimeAheadFound And TimeBehindFound Then
                Exit Do
            End If
        Next
        If Not TimeAheadFound Then
            LookForTimeAfter = DateAdd("n",1,LookForTimeAfter)
        End If
        If Not TimeBehindFound Then
            LookForTimeBefore = DateAdd("n",-1,LookForTimeBefore)
        End If
    Loop
End If
```

Figura 39 – Trecho do código escrito em VB Script

De acordo com a estrutura apresentada, observa-se que os arquivos XML podem ser substituídos, na medida em que o sistema elétrico cresce e o perfil das cargas se altera. Isso caracteriza o código de gerenciamento das curvas de carga como autocontido, semelhante a uma Função, no qual os parâmetros são passados a partir da leitura do arquivo XML, o que facilita a atualização dos parâmetros pelo próprio usuário.

Embora a guia <u>Configurações</u> ainda não tenha sido discutida, a esta altura é conveniente apresentar a Figura 40, um diagrama lógico que representa a conexão entre os diversos módulos que compõem o OTS.
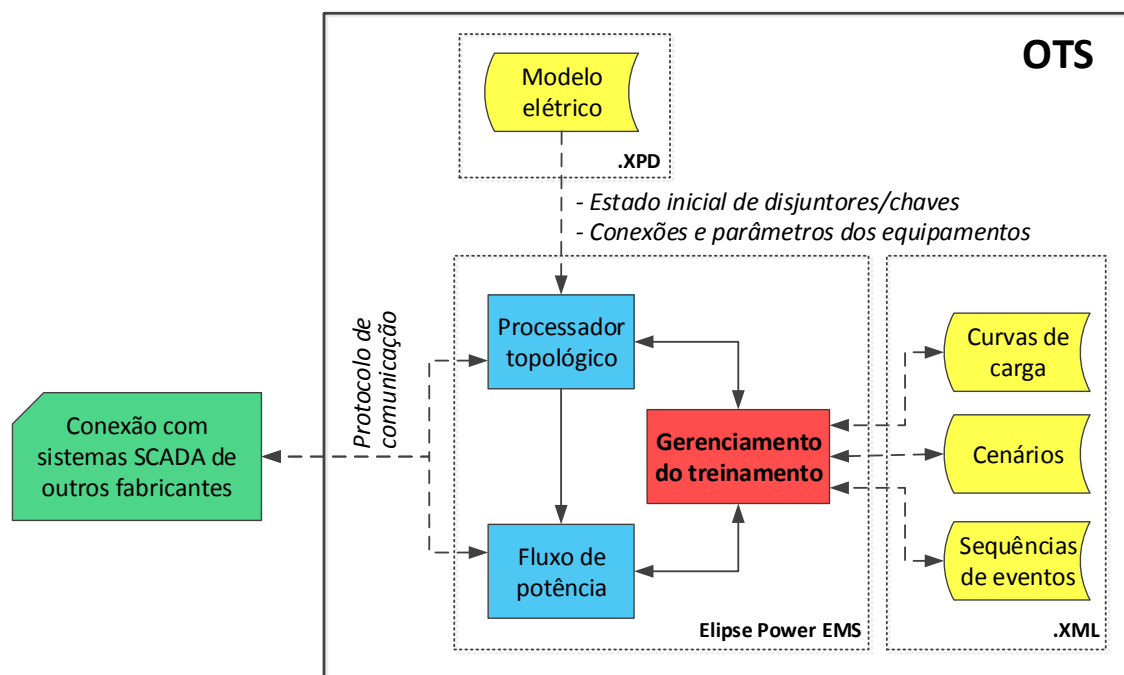
Figura 40 – Diagrama lógico do OTS

Em amarelo, têm-se os arquivos que armazenam as informações necessárias à simulação. No primeiro deles, denominado Modelo elétrico e com extensão XPD, estão todos os dados referentes aos parâmetros dos equipamentos do sistema elétrico, bem como a conexão entre eles, quando existente. Este arquivo é lido na inicialização do OTS e utilizado pelo processador topológico.

Os três arquivos restantes são utilizados pelo subsistema de gerenciamento do treinamento e têm extensão XML. Conforme apresentado anteriormente, em Curvas de carga são armazenados os perfis de demanda de potência de todos os tipos de consumidores, classificados de acordo com o que estabelece o módulo 2 do PRODIST.

Em Cenários, por sua vez, estão os *snapshots* utilizados pelo instrutor para iniciar o treinamento. Deve-se observar que este arquivo pode conter um número ilimitado de cenários, armazenados à medida que o instrutor vai criando condições sistêmicas diferentes para desafiar o operador em treinamento. Por exemplo:

- Cenário 1 – Estado operativo normal, carga leve e sistema interligado;
- Cenário 2 – Estado operativo restaurativo, sistema separado em duas ilhas;
- Cenário 3 – Estado operativo normal (inseguro), carga de pico.

O último arquivo, Sequências de eventos, armazena as lógicas que modelam no OTS os automatismos existentes no sistema elétrico e externos ao sistema SCADA (normalmente programados em IED), bem como as consequências de atuação de proteções.

Ambos os arquivos, Cenário e Sequências de eventos, podem ser exportados através do sistema SCADA em tempo real e importados no simulador, o que possibilita a reprodução fidedigna do estado do sistema e/ou de uma sequência de atuações.

Em azul, estão representados os módulos de simulação elétrica. Um terceiro módulo, o Estimador de Estados, está em desenvolvimento e deve ser adicionado ao OTS em breve. Este novo módulo desempenhará um papel importante, principalmente na importação de um cenário oriundo do sistema SCADA em tempo real, pois é comum existirem medições errôneas ou inválidas no sistema elétrico, devido a falhas em equipamentos e sistemas de comunicação.

Em vermelho, está representado o módulo responsável por gerenciar a simulação elétrica e estabelecer as condições de inicialização dos algoritmos, permitindo ao instrutor o controle total do treinamento através de sua interface.

Finalmente, o OTS faz uso dos *drivers* de comunicação do sistema SCADA/EMS, o que possibilita a conexão com outros sistemas SCADA, garantindo flexibilidade e independência ao simulador. Os seguintes protocolos de comunicação podem ser citados como exemplos de utilização: DNP 3.0, OPC, ICCP, IEC60870-5-104 e IEC61850.

5.6 Configurações

Tendo apresentado uma síntese dos módulos que compõem o OTS, resta mostrar a guia Configurações, que dispõe basicamente de dois botões (Figura 41), quais sejam:

1. **Transformar SCADA em OTS**: utilizado para converter uma aplicação SCADA, onde todos os sinais são oriundos de medições remotas feitas em campo, em um OTS, o qual deverá simular todos os sinais a partir de um servidor local. Este botão só é válido quando o sistema SCADA considerado é o mesmo sistema no qual o OTS está embarcado. Quando o sistema considerado é de outro fabricante, a comunicação com o OTS é estabelecida por protocolo de comunicação e, para o SCADA, esta comunicação é transparente, ou seja, é co-

mo se estivesse se comunicando normalmente com as UTR instaladas em campo.

2. **Importar parâmetros elétricos do arquivo XPD***: ao clicar neste botão, uma janela se abre para que o usuário selecione o arquivo XPD que armazena o modelo elétrico do sistema. Em sequência, uma segunda janela solicita ao usuário selecionar a planilha (por exemplo, um arquivo no formato XLSX) onde os parâmetros elétricos de todos os equipamentos do sistema estão listados. Este formato foi definido para que a manutenção do modelo elétrico se desse de forma facilitada, isto é, através da edição de uma planilha.
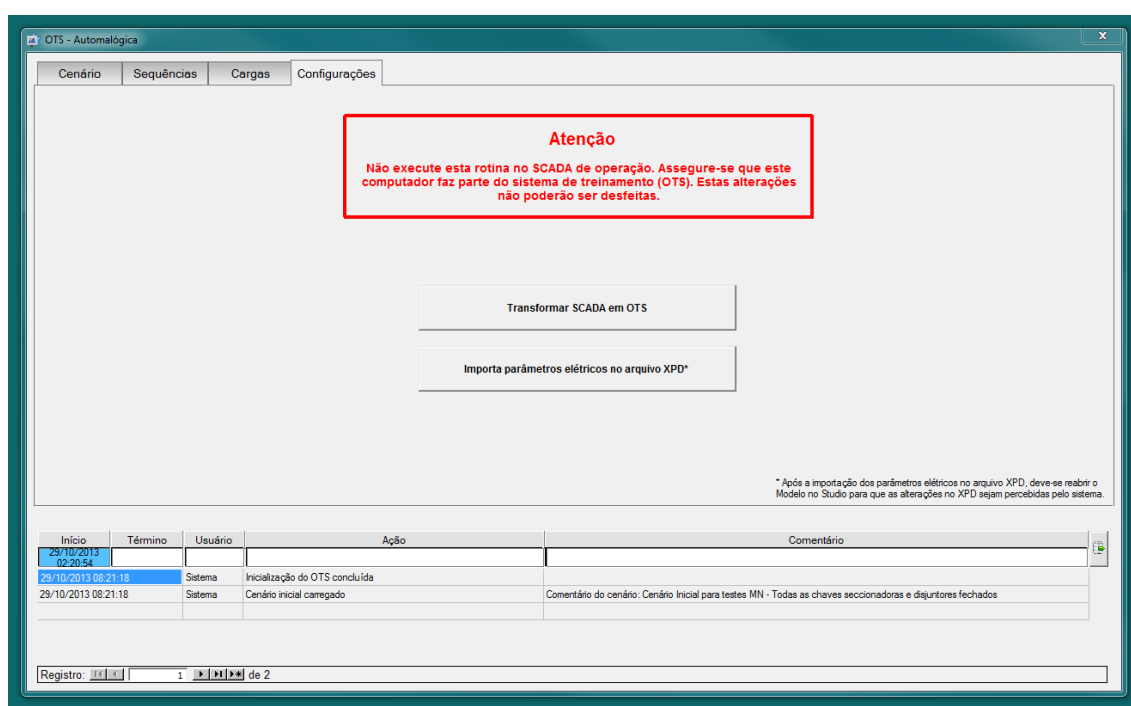
Figura 41 – Exemplo da guia Configurações

5.7 Registro do treinamento

Embora tenha aparecido em todas as guias (na parte inferior), o registro de atividades do OTS ainda não foi apresentado. Através deste, é possível monitorar todas as alterações (com estampa de tempo) feitas durante a execução do simulador. Ao final do treinamento, existe a possibilidade de salvar o *log* em um arquivo com extensão CSV.

Existem quatro colunas para organizar as informações, conforme está descrito na Tabela 12 a seguir.

Coluna	Descrição
Estampa de tempo (Início e Término)	Por padrão, a data e o horário de Início apresentados são as de quando o servidor do OTS foi inicializado pela última vez. A partir desta, todos os registros são apresentados. No entanto, é possível filtrar o intervalo de tempo (Início e Término) para que apenas os registros de interesse sejam apresentados.
Usuário	Existem três possíveis usuários: (1) Instrutor, (2) Operador e (3) Sistema (quando os eventos são disparados automaticamente).
Ação	Descreve a ação realizada pelo evento.
Comentário	Comentário adicional, quando houver.

Tabela 12 – Descrição da estrutura de registro do treinamento

5.8 Exemplo prático de utilização do OTS

A Figura 42 ilustra uma configuração típica de subestação de distribuição. Trata-se de um sistema real, onde o OTS discutido neste trabalho foi instalado. Observa-se a existência de dois transformadores de 69/13,8 kV e 12,5 MVA alimentando a barra PN-01. Esta barra é seccionada, através do disjuntor C.
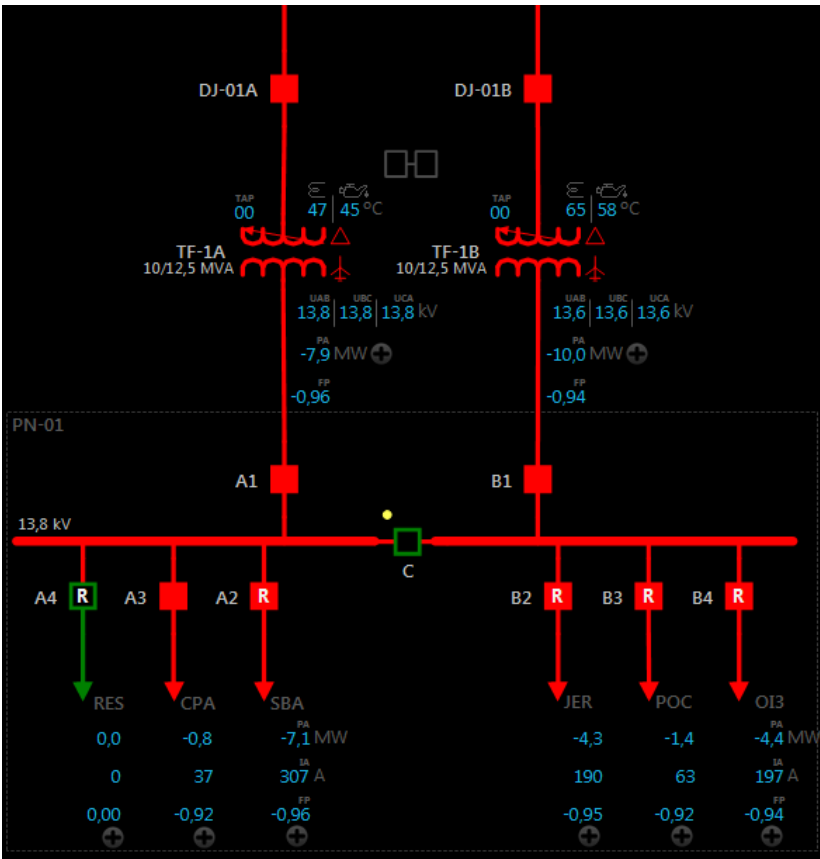
Figura 42 – Exemplo prático de utilização do OTS

Em função das características de curto-circuito deste sistema, os transformadores TF-1A e TF-1B não podem operar continuamente em paralelo. Existe, portanto, um automatismo programado no IED da barra PN-01 denominado paralelismo momentâneo de transformadores. Este automatismo garante que os disjuntores A1, B1 e C nunca permaneçam fechados continuamente, exceto em condições de manobra onde o intervalo de tempo não ultrapasse poucos segundos.

Todavia, suponha que por motivo de manutenção, seja necessário desenergizar e isolar o transformador TF-1B. Para fazê-lo sem nenhum prejuízo às cargas conectadas nos alimentadores JER, POC e OI3 (disjuntores B2, B3 e B4 respectivamente), é necessário fechar o disjuntor C antes de abrir o disjuntor B. Essa manobra é permitida e, inclusive, caracteriza o nome escolhido para este automatismo.

Porém, antes que o operador possa enviar um comando de fechamento ao disjuntor C, ele obrigatoriamente deve selecionar qual disjuntor, A1 ou B1, será aberto em consequência do fechamento do disjuntor C. As lógicas deste automatismo foram reproduzidas no OTS através da construção de sequências de eventos. Assim, os operadores puderam perceber, durante o treinamento, a existência de um mecanismo lógico de intertravamento dos disjuntores da barra PN-01, assim como os procedimentos necessários para liberação do comando.

Adicionalmente, para o mesmo sistema, desenvolveu-se um aplicativo EMS conhecido como sequenciador de manobras. Este tipo de ferramenta tem ganhado importância dentro das companhias de distribuição de energia elétrica, principalmente porque permite reduzir o tempo gasto com manobras, o que em alguns casos pode, inclusive, melhorar os indicadores de continuidade da distribuidora. Para compreender a vantagem deste aplicativo, considere-se, por exemplo, que devido à atuação da proteção diferencial do transformador TF-1B, os disjuntores DJ-01B e B1 sejam abertos (*trip*). Os procedimentos da companhia pedem que o operador realize (resumidamente) as seguintes manobras:

1) Se o disjuntor B2 estiver fechado, abrir;

2) Se o disjuntor B3 estiver fechado, abrir;

3) Se o disjuntor B4 estiver fechado, abrir;

4) Fechar o disjuntor C;

5) Identificar qual é a ordem de prioridade entre os alimentadores JER, POC e OI3 (para este exemplo, considere que o alimentador JER tem prioridade sobre os demais, seguido por POC e, pelo menos prioritário, OI3).

6) Verificar se é possível assumir a carga do alimentador JER (o mais prioritário) através do transformador TF-1A. Para isso, somar a última medição válida de potência em JER à do transformador TF-1A. Se a somatória não superar o limite do equipamento, fechar o disjuntor B2; Caso contrário, pular para o próximo passo;

7) Verificar se é possível assumir a carga do alimentador POC através do transformador TF-1A. Para isso, somar a última medição válida de potência em POC à do transformador TF-1A. Se a somatória não superar o limite do equipamento, fechar o disjuntor B3; Caso contrário, pular para o próximo passo;

8) Verificar se é possível assumir a carga do alimentador OI3 através do transformador TF-1A. Para isso, somar a última medição válida de potência em OI3 à do transformador TF-1A. Se a somatória não superar o limite do equipamento, fechar o disjuntor B4;

Observe que, no exemplo da Figura 42, apenas a carga do alimentador JER poderia ser assumida pelo transformador TF-1A sem superar seu limite. De qualquer forma, nota-se que o operador precisa avaliar a situação antes de reagir. Em alguns casos, o tempo gasto para a tomada de decisão pode superar três minutos, afetando os índices de continuidade da companhia. A ideia do sequenciador de manobras é substituir o operador, ou seja, avaliar logicamente a situação e manobrar o sistema automaticamente no tempo mínimo.

Neste caso, o OTS se mostrou uma ferramenta útil em duas situações.

Primeiro, o aplicativo desenvolvido foi testado no simulador antes de ser instalado no sistema SCADA do centro de controle. Isso permitiu fazer o *debug* do *software*, testar suas funcionalidades e avaliar as oportunidades de melhoria.

E segundo, devido à possibilidade de medir o tempo gasto por cada um dos operadores para realizar esta sequência de manobras, o que permite traçar uma curva individualizada de desempenho. Adicionalmente, é possível comparar o tempo gasto pelos operadores com o tempo gasto pelo aplicativo, justificando ou não sua utilização.

5.9 Considerações Finais

O subsistema apresentado neste capítulo, portanto, dispõe de diversos recursos para subsidiar o instrutor, seja antes, durante ou depois das sessões de treinamento.

Verifica-se que a capacidade de realizar simulações elétricas em tempo real não é suficiente para um sistema dedicado ao treinamento de operadores. A existência de uma interface, a partir de onde a simulação é controlada, eventos são disparados, entre outras funcionalidades, trazem ganhos importantes à ferramenta como um todo. Há de se dizer, ainda, que os recursos precisam estar bem organizados e, sua utilização deve ser simples, pois, o instrutor normalmente conduz muitas atividades em paralelo durante as sessões de treinamento e, não dispõe de muito tempo para fazer buscas no *software*.

Finalmente, este subsistema é visto como uma fonte importante de pesquisa e desenvolvimento em diversos aspectos relacionados à operação em tempo real. O desenvolvimento de métricas para avaliação do desempenho de operadores é um exemplo de campo aberto à pesquisa e que, certamente, deve fazer uso das informações gerenciadas por este subsistema.

Capítulo 6

Conclusões

6.1 Considerações Gerais

O simulador para treinamento de operadores apresentado neste texto é o resultado de uma primeira fase de desenvolvimento. Embora o sistema SCADA e os algoritmos de simulação elétrica estejam sendo utilizados há bastante tempo por diversas empresas do setor elétrico brasileiro, o OTS como um todo é relativamente recente, tendo aproximadamente três anos. Este *software* já está instalado, e em uso, em empresas de grande consumo de energia elétrica, cujo sistema justifica a existência de um centro de controle em tempo real.

Considerando a revisão bibliográfica realizada e o estudo de outros *softwares* dedicados ao mesmo propósito, verifica-se que um dos diferenciais do OTS apresentado neste trabalho é a sua flexibilidade. É possível conectá-lo aos mais diversos sistemas SCADA existentes nas empresas do setor elétrico através de protocolos de comunicação. Esta conexão é realizada, portanto, sem o intermédio de uma API (*Application Programming Interface*), o que torna o processo mais simples e rápido. Isto permite que o OTS apresentado seja um motor de simulação independente de fabricante ou de protocolos proprietários.

Ao mesmo tempo, há liberdade para pesquisa em modelos de equipamentos elétricos e técnicas de simulação, pois o ambiente do OTS pode ser conectado a *softwares* normalmente utilizados na academia. No *Simulink*, por exemplo, utiliza-se o protocolo de comunicação OPC (*Object linking and embedding for Process Control*). A conexão entre OTS-*Simulink* é estabelecida através de um *toolbox* dedicado a este protocolo, o OPC Toolbox, disponível no MATLAB. Embora os modelos de diversos equipamentos estejam consolidados há bastante tempo, novos equipamentos estão sendo desenvolvidos e agregados ao sistema, notadamente equipamentos baseados em eletrônica de potência.

Esta facilidade de integração é, sem dúvida, um pré-requisito fundamental, não apenas para o desenvolvimento de *software*, mas, de forma geral, para todas as soluções de engenharia dedicadas ao atendimento dos requisitos dos sistemas elétricos do futuro, sistema este que vem sendo denominado de Redes Inteligentes.

6.2 Sugestões para Futuros Trabalhos

Diversas são as sugestões para desenvolvimentos relacionados ao simulador apresentado neste texto.

Inicialmente, acredita-se que existe uma tendência natural de evolução da simulação estática, utilizada atualmente pelo OTS, para a simulação das dinâmicas transitórias da rede. No que diz respeito a este ponto, observa-se que os modelos e algoritmos utilizados devem se adequar a estrutura do *software* existente, sem, no entanto, violar as restrições impostas por um simulador em tempo real, notadamente relacionadas ao tempo de simulação. Este tipo de desenvolvimento pode requerer a utilização de técnicas de processamento paralelo, se for considerada sua utilização em sistemas elétricos de grande porte.

Considerando o desenvolvimento proposto anteriormente, a frequência da rede passa a ser uma variável de estado e, consequentemente, um resultado da simulação. Então, diversas possibilidades de novos desenvolvimentos surgem, a saber:

- Modelagem de equipamentos e sistemas primários de geração, incluindo os modelos de geradores adequados a este propósito;
- Capacidade de representação da sensibilidade das cargas com relação à frequência;
- Representação de controles centralizados, por exemplo, CAG;
- Capacidade de representação de mercados de energia;
- Entre outros.

Há ainda, alguns desenvolvimentos independentes da capacidade de simulação dinâmica como, por exemplo, a representação de *taps* em transformadores de três enrolamentos.

No que tange a parte de gerenciamento do treinamento, observa-se uma tendência crescente das exigências relacionadas à capacitação e a certificação de operadores impostas as empresas do setor elétrico através de regulamentações. Neste sentido, as empresas buscam ferramentas se *software* com capacidade de autogerenciamento, isto é, com algoritmos próprios para apresentar índices de avaliação de desempenho. Este tipo de avaliação é muitas vezes considerado subjetivo e, em alguns casos, contrário ao propósito do treinamento por causar algum tipo de constrangimento ao treinando. Existe, portanto, um campo de pesquisa importante neste tópico.

Finalmente, observa-se que a etapa de preparação do treinamento pode vir a ser custosa, devido ao tempo gasto nas atividades de elaboração de cenários e sequências de eventos. A automatização deste processo, através de técnicas de inteligência artificial, pode trazer resultados interessantes e agregar uma funcionalidade importante ao *software* desenvolvido.

Apêndice A

Detalhamento dos recursos disponíveis ao Instrutor

A.1 Cenário

Para melhor explicar as funcionalidades existentes na guia Cenário, ela foi dividida em três seções (A, B e C), conforme está mostrado na Figura 43.
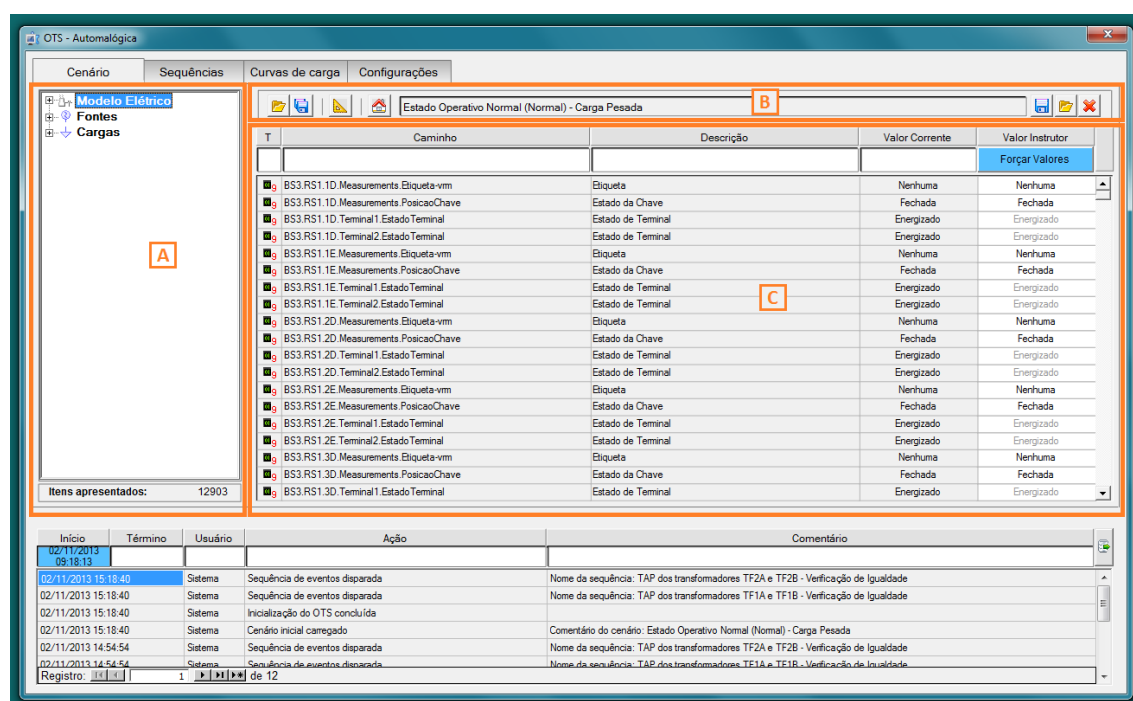
Figura 43 – Divisão da interface utilizada para gerenciamento de cenários em seções

A. Treeview

O *Treeview* é uma estrutura de pastas organizadas de forma hierárquica. Na raiz encontram-se três pastas, assim denominadas: Modelo Elétrico, Fontes e Cargas. Ao selecionar Modelo Elétrico, todas as variáveis da base de dados do sistema SCADA são apresentadas na seção C. Por outro lado, ao selecionar Fontes, as variáveis da base de dados são filtradas e, apenas aquelas que dizem respeito a geradores são

apresentadas na seção C. O mesmo processo acontece ao selecionar Cargas, com a diferença de que a variáveis correspondentes são apresentadas.

Na Figura 44 a seguir, o *Treeview* aparece expandido. Neste exemplo, as variáveis referentes à chave 7E do alimentador JER contido na subestação CMP estão apresentadas na seção C. Observe-se que aparecem quatro variáveis, quais sejam:

- Measurements.Etiqueta-vm;
- Measurements.PosicaoChave;
- Terminal1.EstadoTerminal;
- Terminal2.EstadoTerminal.

Isto significa que, em toda a base de dados, existem quatro pontos com informações referentes à chave 7E utilizada como exemplo.
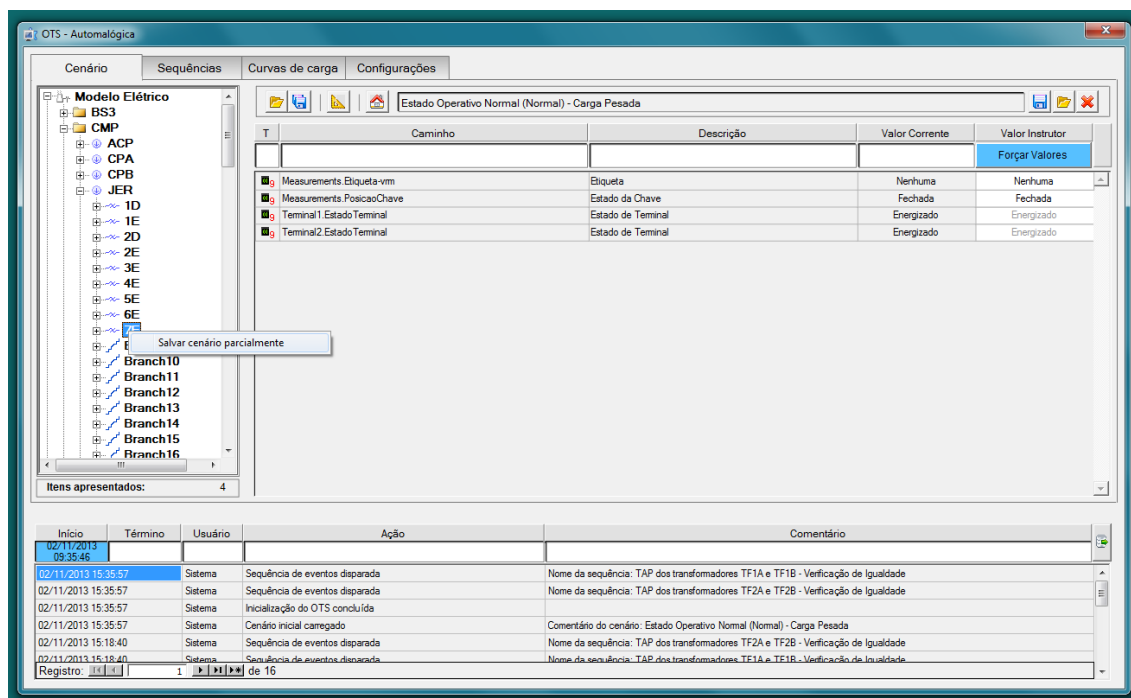
Figura 44 – Filtro de variáveis a partir do *Treeview*

Através do *Treeview* também é possível salvar um cenário parcialmente. Em outras palavras, existe a possibilidade de armazenar um grupo de variáveis de parte do sistema, por exemplo, de uma subestação.

Ao clicar com o botão direito do mouse sobre qualquer pasta do *Treeview*, a opção Salvar cenário parcialmente é apresentada. Para prosseguir, basta clicar neste *pop-up*. Em seguida, aparecerá uma janela onde é possível escolher o nome e o destino do arquivo a ser salvo. No exemplo da Figura 44, observe-se que seria salvo um cenário parcial com apenas quatro medidas (referentes à chave 7E), o que, obviamente, representa apenas um exemplo didático.

B. *Gerenciamento de arquivos de cenário*

Esta seção basicamente dispõe de recursos para trabalhar com os arquivos XML nos quais as informações referentes aos cenários são armazenadas. A Tabela 13 a seguir apresenta com detalhes a função de cada um dos botões desta seção.

Botão	Função
	(à esquerda) Carregar arquivo de cenário. Permite que o usuário carregue um cenário parcial ou completo salvo anteriormente. Ao clicar neste botão, uma janela se abre para que o usuário selecione o arquivo XML que contém o cenário a ser carregado.
	Salvar cenário atual. Permite que o usuário salve o estado de todos os sinais da base de dados do sistema SCADA, como Cargas, Fontes e Modelo Elétrico. Ao clicar neste botão, uma janela se abre para que o usuário selecione o local onde o arquivo XML será armazenado e o nome com o qual o mesmo será salvo.
	Comparar arquivo de cenário com cenário atual. Permite que o usuário compare os cenários simulado e capturado. Ao clicar neste botão, uma janela se abre para que o usuário selecione o arquivo XML que contém o cenário capturado. Ao final uma caixa de diálogo será apresentada indicando o local onde o arquivo CSV (*Comma-Separated Value*) com o log de comparação foi armazenado. Por padrão o arquivo CSV é armazenado no mesmo diretório do arquivo XML.
	Carregar cenário inicial.
	Definir o cenário atual como o inicial.
	(à direita) Selecionar arquivo a ser utilizado como cenário inicial.
	Excluir cenário inicial. Esta função não apaga nenhum arquivo do usuário, apenas faz com que ao iniciar o OTS, nenhum cenário seja carregado automaticamente.

Tabela 13 – Funcionalidades disponíveis na guia Cenário

C. *Visualização de variáveis*

É através desta seção que, efetivamente, as variáveis são visualizadas e alteradas. Observe que, basicamente, trata-se de uma tabela onde em cada linha são apresentadas as informações de um ponto da base de dados. O número de linhas é variável e depende da seleção feita pelo usuário. O número de colunas, por sua vez, é fixo e igual a cinco. A Tabela 14 descreve cada uma das cinco colunas.

Observe-se ainda, na Figura 45, que existe um segundo modo para filtrar a lista de variáveis apresentadas na seção C. Isto é feito através dos campos localizados imedi-

atamente abaixo do título da coluna. Esses campos são apresentados inicialmente na cor branca. Quando uma expressão de busca é escrita, a cor do campo é automaticamente modificada para azul. Esse filtro não diferencia letras maiúsculas de minúsculas e restringe a listagem de sinais de forma a exibir apenas aqueles que contenham os caracteres digitados no filtro e/ou que respeitem a lógica definida.

Coluna	Descrição
T	Apresenta um símbolo para cada linha da tabela, cuja função é informar se o ponto descrito é analógico ou digital.
Caminho	Exibe o caminho do sinal de forma dinâmica, ou seja, ao navegar pelo *Treeview* o texto que indica o caminho do sinal vai sendo reduzido ocultando as partes referentes à pasta selecionada e às pastas hierarquicamente superiores. Desta forma a identificação visual de determinado sinal se torna mais fácil. Ao clicar em alguma célula desta coluna, o caminho completo é automaticamente exibido e selecionado.
Descrição	Exibe a descrição do sinal. Ao clicar em alguma célula desta coluna, o texto com a descrição é automaticamente selecionado.
Valor Corrente	Valor corrente (ou atual) da variável.
Valor Instrutor	Valor que o Instrutor deseja que a variável assuma. Ao clicar sobre esta célula, na linha da variável de interesse, são apresentados os possíveis valores que podem ser forçados. Quando o conteúdo da célula for apresentado com transparência, significa que esta variável não pode ser forçada diretamente. No exemplo da Figura 45 a seguir, o valor corrente dos terminais da chave é Energizado. Observe que não é possível forçar estes valores, pois como é de se esperar, só é possível desenergizar os terminais desta chave com a abertura dos equipamentos imediatamente à montante e à jusante da mesma.

Tabela 14 – Descrição da tabela de visualização de variáveis
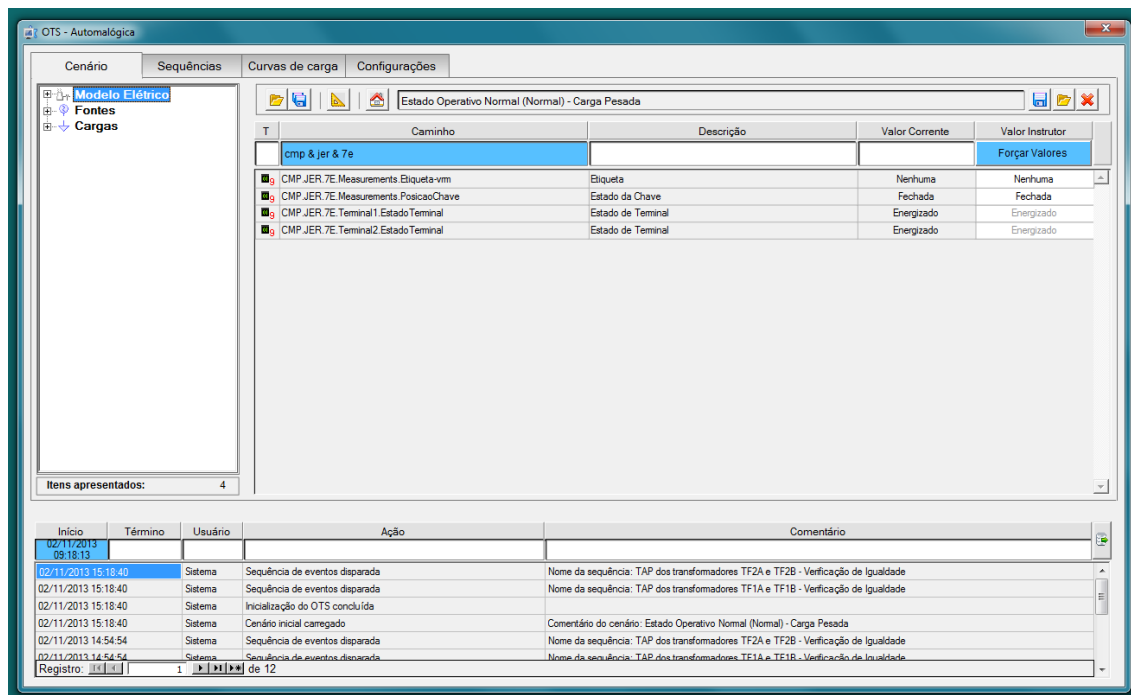
Figura 45 – Filtro de variáveis através de expressões lógicas

O mesmo conjunto de variáveis selecionadas através do *Treeview* (ver Figura 44) foi selecionado através da digitação da expressão de busca: **cmp & jer & 7e.** A expressão determina que todas as variáveis pertencentes à subestação CMP e ao alimentador JER e à chave 7E sejam mostradas. De modo geral, é possível fazer filtros com os operadores lógicos apresentados na Tabela 15.

<table>
<tr><td>&</td><td>E</td><td>></td><td>MAIOR</td><td><=</td><td>MENOR OU IGUAL</td></tr>
<tr><td>|</td><td>OU</td><td>>=</td><td>MAIOR OU IGUAL</td><td>=</td><td>IGUAL</td></tr>
<tr><td>!</td><td>NÃO</td><td><</td><td>MENOR</td><td>!=</td><td>DIFERENTE</td></tr>
</table>

Tabela 15 – Definição de simbologia para operadores booleanos utilizados nos filtros

Outros exemplos de expressões de busca estão apresentados na Figura 46.

Figura 46 – Exemplos de expressões de busca de variáveis

É possível, ainda, forçar valores em massa clicando no botão **Forçar Valores**. Esta funcionalidade pode ser utilizada tanto para pontos discretos (medidas com estados definidos) quanto para pontos analógicos, conforme ilustrado na Figura 47.

- Discretos: através do campo onde está escrito *(selecione aqui o valor desejado)*.
- Analógicos: através do campo onde está escrito *(digite aqui o valor desejado)*. Neste caso, o valor digitado pode ser:
  - Absoluto, por exemplo, 50;
  - Variação absoluta, por exemplo, +1u ou -5u, onde u sempre representa a unidade da grandeza em questão;
  - Variação percentual. Alguns exemplos são: +10%, -5% ou -20%.

Observe-se que a massa de dados selecionada para ser alterada é composta por todas as variáveis que estiverem sendo visualizadas na sessão C. Portanto, antes de forçar valores em massa, é necessário filtrar o conjunto de variáveis de interesse. No

exemplo da Figura 47, a opção Outras medidas aparece desabilitada, uma vez que não existem variáveis analógicas para o conjunto selecionado.
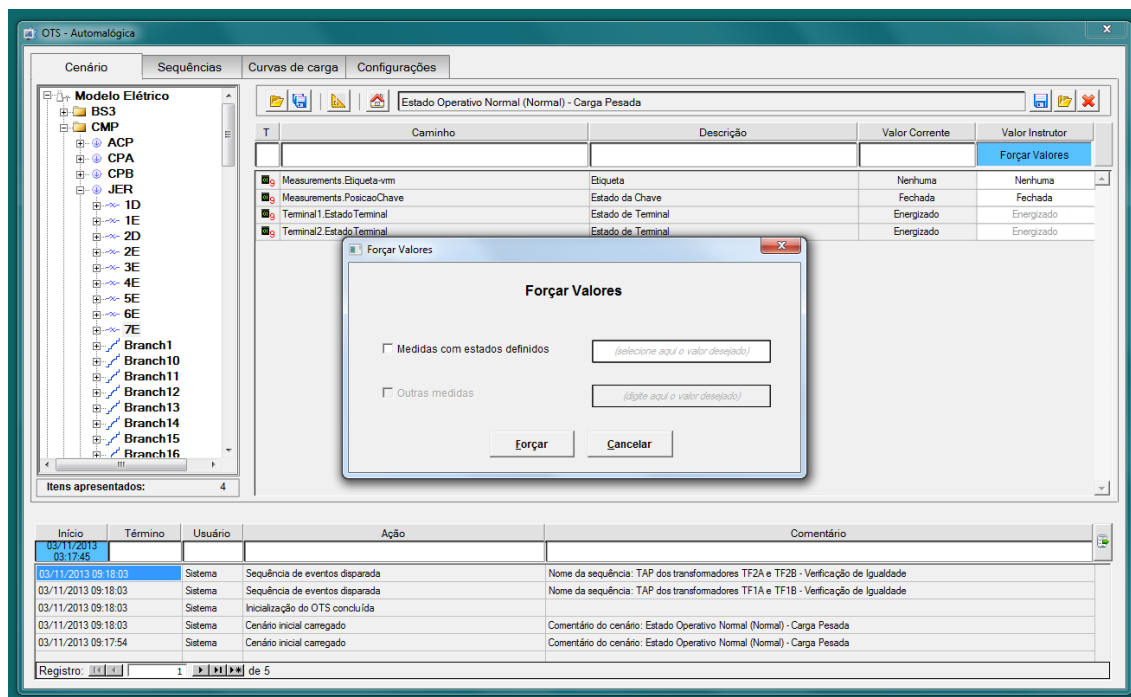
Figura 47 – Forçando valores de variáveis em massa

Finalmente, existe a possibilidade de salvar um *snapshot* a partir do sistema SCADA utilizado em tempo real, e, importar estas informações no ambiente de treinamento. Este recurso pode ser utilizado, por exemplo, para reproduzir as condições vistas a partir do centro de controle. Isto é feito configurando-se o sistema SCADA real para que um *snapshot* seja salvo a cada intervalo de tempo (normalmente na escala de segundos). A utilização deste tipo de recurso pode, no entanto, esbarrar em sistemas proprietários, nos quais não há liberdade de customização. Nestes casos, a menos que a equipe de desenvolvimento do proprietário esteja disposta a se adequar aos recursos de treinamento, esta funcionalidade não é utilizada.

A.2 Sequências

A guia Sequências também está dividida em três seções, com objetivo de simplificar o detalhamento dos recursos disponíveis, conforme está mostrado na Figura 48.
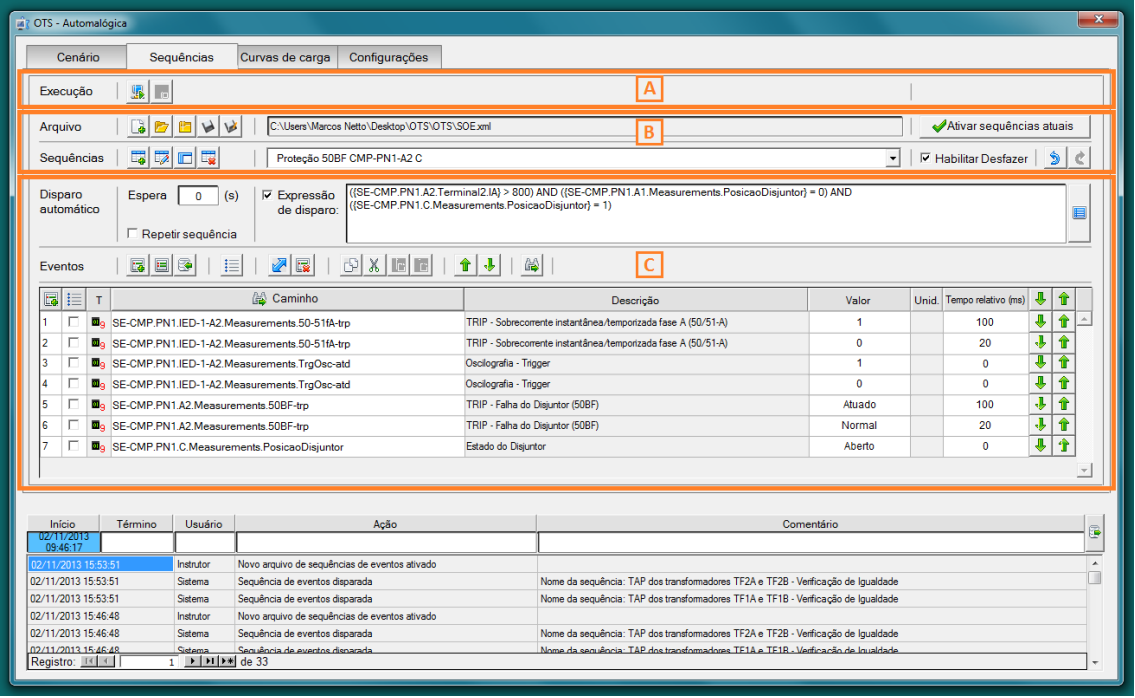
Figura 48 – Divisão da guia Sequências em seções

A. Execução

A seção denominada Execução é composta basicamente por dois botões. Eles são utilizados para selecionar, entre modo *online* e modo de edição, a forma de visualização das sequências. A Tabela 16 a seguir descreve os botões com maiores detalhes.

Botão	Função
	Monitorar sequências ativas. Ao clicar neste botão, as sequências podem ser monitoradas em tempo de execução. Quando esta função está ativa, o botão é apresentado em escala de cinza; além disso, as sequências não podem ser criadas ou editadas.
	Fechar monitor de sequências. A função deste botão é exatamente oposta à do botão anterior. Quando as sequências não estão sendo monitoradas em tempo de execução, este botão é apresentado em escala de cinza.

Tabela 16 – Descrição dos modos de visualização de sequências

A Figura 49 a seguir ilustra o modo *online*, utilizado para monitorar as sequências em tempo de execução. Observe-se que todos os botões referentes à edição são desabilitados neste modo. Estão destacadas duas funcionalidades disponíveis apenas neste modo de execução, utilizadas para:

1. Disparar manualmente uma sequência de eventos, através do botão *play*. O disparo pode ser interrompido a qualquer momento pressionando-se o botão *stop*. Durante a execução da sequência, a palavra Executando é apresentada, conforme se pode verificar na Figura 49.

2. Verificar as linhas da sequência já executadas (marcadas com um *check* na cor verde). Da Figura 49, observa-se que esta é a situação das três primeiras linhas da sequência utilizada como exemplo.
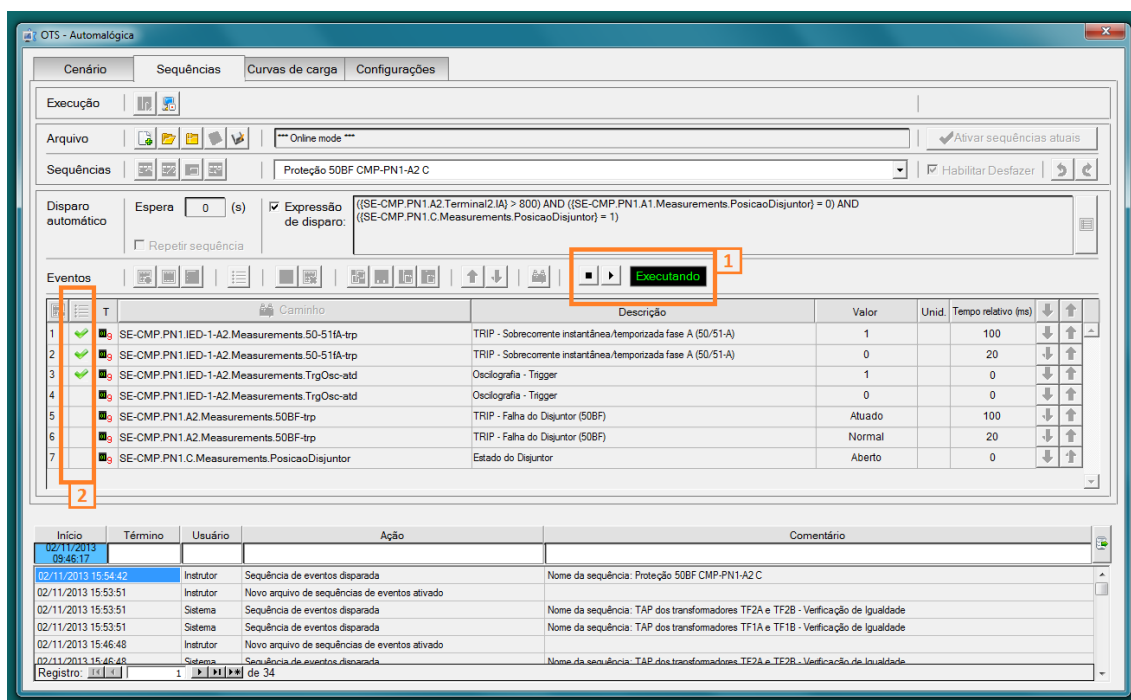
Figura 49 – Sequência de eventos em modo online

B. *Gerenciamento de arquivos de sequências*

As sequências de eventos, assim como cenário, são gerenciadas através de arquivos XML. Em cada arquivo é possível armazenar um conjunto ilimitado de sequências.

No entanto, por uma questão de facilidade de manutenção dos arquivos, no que diz respeito à sua edição e/ou atualização, tem-se adotado uma organização por subestação, conforme apresentado na Figura 50.

Observe-se que, para cada subestação do sistema elétrico considerado, existe um arquivo XML correspondente. Cada arquivo armazena um conjunto de sequências de eventos. Cada sequência, por sua vez, diz respeito a um automatismo (por exemplo, paralelismo momentâneo de transformadores) ou à representação das consequências

de atuação de um dispositivo de proteção (atuação do relé de distância em zona 1 fase A).
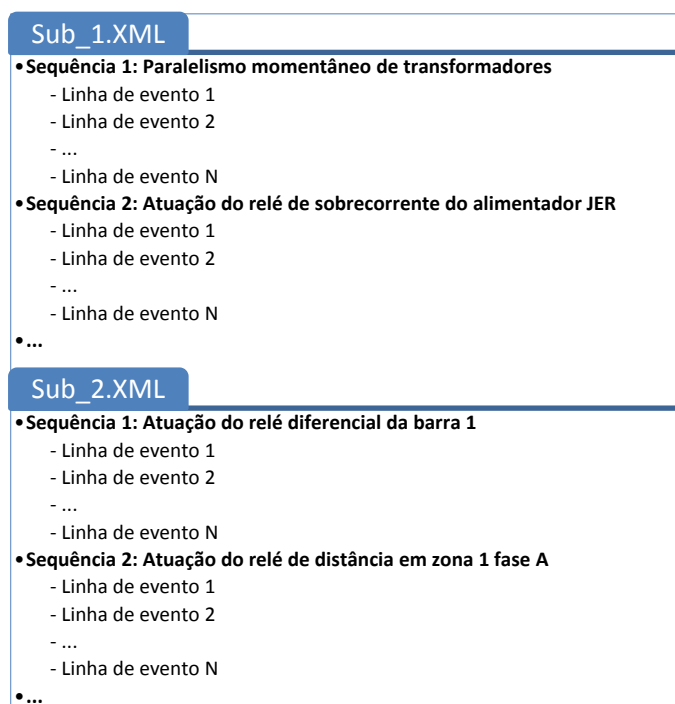
Figura 50 – Exemplo de organização das sequências por subestação

Botão	Função
	Novo arquivo. Ao clicar neste botão, uma janela se abre para que o usuário selecione o local onde o arquivo XML contendo as sequências (por exemplo, Sub_1.XML) será armazenado e o nome com o qual o mesmo será salvo.
	Abrir arquivo XML.
	Fechar arquivo XML.
	Salvar arquivo. Ao clicar neste botão, uma janela se abre para que o usuário selecione o local onde o arquivo XML será salvo e o nome com o qual o mesmo será salvo.
	Salvar arquivo como.
Ativar sequências atuais	Ativar sequências após arquivo edição do arquivo XML. Após criar um novo arquivo de sequências, ou editar um arquivo existente, é necessário clicar neste botão para que as sequências sejam ativadas no servidor do OTS e, portanto, passem a ser consideradas na simulação.

Tabela 17 – Funcionalidades disponíveis para gerenciamento dos arquivos XML

Tendo apresentado como as sequências são estruturadas e arquivadas, a Tabela 17 descreve a funcionalidade de cada um dos botões utilizados para gerenciar os arquivos XML. Alguns botões têm função semelhante àquelas utilizadas para gerenciamento de arquivos no ambiente *Windows*, o que facilita seu entendimento. A Tabela 18,

por sua vez, mostra as funções dos botões utilizados para gerenciar as sequências contidas nos arquivos.

Botão	Função
	Nova sequência. Ao clicar neste botão, uma janela se abre para que o usuário digite o nome da nova sequência (por exemplo, Sequência 1: Paralelismo momentâneo de transformadores) que será adicionada no arquivo XML.
	Renomear sequência.
	Duplicar sequência.
	Excluir sequência.
	Desfazer. Ao clicar neste botão, qualquer alteração é imediatamente desfeita (desde que o *check box* Habilitar Desfazer esteja marcado).
	Refazer.

Tabela 18 – Funcionalidades disponíveis para gerenciamento das sequências contidas nos arquivos XML

C. *Edição e disparo de sequências*

A seção C é onde, efetivamente, os eventos contidos em cada sequência são criados, configurados e/ou editados. Além das funcionalidades existentes nos botões, apresentadas na Tabela 19 a seguir, observa-se a existência de alguns campos com recursos adicionais.

Botão	Função
	Seleciona medida e valor a ser utilizado na expressão de disparo de sequências. Ao clicar neste botão, será apresentada uma janela auxiliar para facilitar a seleção.
	Adicionar nova(s) linha(s) de evento.
	Duplicar itens selecionados.
	Importar do SCADA. Permite que o usuário importe uma sequência de eventos capturada a partir do sistema SCADA em tempo real.
	Selecionar/desselecionar tudo.
	Substituir sinais selecionados. Ao clicar neste botão, será apresentada uma janela auxiliar para facilitar a substituição dos sinais selecionados.
	Excluir itens selecionados.
	Copiar itens selecionados.
	Recortar itens selecionados.
	Colar.
	Colar acima.
	Mover itens selecionados a cima.
	Mover itens selecionados a baixo.
	Localizar e substituir parte do caminho. Ao clicar neste botão, será apresentada uma janela auxiliar para facilitar a substituição de parte do caminho dos sinais selecionados.

Tabela 19 – Funcionalidades disponíveis para construção de sequências

O primeiro deles, **Espera**, é um recurso para verificação da estabilidade da expressão de disparo automático, ou seja, serve para garantir que a sequência será disparada se a expressão permanecer verdadeira por x segundos.

Abaixo deste campo, **Repetir Sequência** é utilizado quando se deseja que um grupo de eventos seja executado ciclicamente.

O campo **Expressão de disparo** é utilizado para definir a expressão lógica que, quando verificada, dispara automaticamente a sequência de eventos.

Finalmente, observa-se que estas expressões podem ser temporizadas no acionamento, isto é, a lista de eventos é disparada apenas se a expressão permanecer em condição verdadeira pelo intervalo de tempo ajustado.

Referências Bibliográficas

[Alc83] Monticelli A.J. (1983): *Fluxo de Carga em Redes de Energia Elétrica*. Edgard Blücher.

[Ale96] Manzoni A. (1996): *Desenvolvimento de um módulo dinâmico para simuladores de ensino e treinamento em sistemas de energia elétrica usando programação orientada a objetos*. UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina. Dissertação de Mestrado.

[And86] Anderson M.D. (1986): Power System Operator Training Problems. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 1, 3, 53-59.

[Ara02] Araújo A.S. (2002): Treinamento de operadores de sistema utilizando simulador amigável no centro regional de operação de sistema leste - CHESF. *Simpósio de Especialistas em Operação de Centrais Hidrelétricas - SEPOCH*.

[Bar97] Barret J.-P.; Bornard P.; Meyer B. (1997): Power System Simulation. 1. Ed. Chapman & Hall, ISBN 0-412-63870-3. S. 202-224.

[Bro10] Bronzini M.; Bruno S.; De Benedictis M. et al. (2010): Operator Training Simulator for power systems: Training evaluation methodologies based on fuzzy logic. *Industrial Electronics (ISIE), 2010 IEEE International Symposium on*, 2035-2040.

[Buc91] Bucciero J.M.; Dodge J.A.; Gillespie R.N. et al. (1991): Dispatcher training simulators: lessons learned. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 6, 2, 594-604.

[Cab88] Cabra A.I.M. (1988): *Estudos sobre a configuração das redes eletricas : avaliação de diversos algoritmos e novas preposições para implementação em tempo real*. UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina. Dissertação de Mestrado.

[Chu91] Chu R.F.; Dobrowolski E.J.; Barr E.J. et al. (1991): Restoration simulator prepares operators for major blackouts. *Computer Applications in Power, IEEE*, 4, 4, 46-51.

[Cos06] Costa A.J.A.S. (2006): Capítulo VIII - Configurador de Redes [Notas de Aula]. In *EEL 6302 - Análise de Segurança em Sistemas de Potência*. Universidade Federal de Santa Catarina - UFSC.

[Cuk13] Cukalevski N. (2013): *Control Centre Operator Requirements, Selection, Training and Certification*. Working Group C2.33 - CIGRÉ, ISBN 978-2-85873-217-3.

[daC07] da Costa M.R.; Gomes C.B. (2007): Simulação para treinamento de operadores: tendência e evolução - SP05. *Encontro para Debates de Assuntos da Operação - EDAO*.

[deA12] de Abreu I.P.; Gayoso M.B.; Barbosa P.C. (2012): Treinamento de operadores e a segurança da operação do SIN - A abordagem da CTEEP. *Encontro para Debates de Assuntos da Operação - EDAO*.

[Deb01] Debs A.; Hansen C.; Wu Y.-C. (2001): Effective electricity market simulators. *Computer Applications in Power, IEEE*, 14, 1, 29-34.

[Dec80] Deckmann S.; Pizzolante A.; Monticelli A. et al. (1980): Studies on Power System Load Flow Equivalencing. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-99, 6, 2301-2310.

[deL08] de Lorenzo M.L.; de Oliveira G.L.C.P.; dos Santos Moreale M. et al. (2008): Desenvolvimento e preparação de operadores do SIN - ONS. *Encontro para Debates de Assuntos de Operação - EDAO*.

[DyL02] Dy-Liacco T.E. (2002): Control centers are here to stay. *Computer Applications in Power, IEEE*, 15, 4, 18-23.

[DyL83] DyLiacco T.E.; Enns M.K.; Schoeffler J.D. et al. (1983): Considerations in Developing and Utilizing Operator Training Simulators. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-102, 11, 3672-3679.

[DyL94] Dy-Liacco T.E. (1994): Modern control centers and computer networking. *Computer Applications in Power, IEEE*, 7, 4, 17-22.

[Fer08] Ferrara C.A.; Junior H.J.K.; Pereira J.S.D. et al. (2008): Experiência de FURNAS no desenvolvimento e utilização de um simulador de treinamento para os centro de operação. *Encontro para Debates de Assuntos de Operação - EDAO*.

[Gis00] Gissinger S.; Chaumes P.; Antoine J.-P. et al. (2000): Advanced dispatcher training simulator. *Computer Applications in Power, IEEE*, 13, 2, 25-30.

[Han91] Handschin E.; Petroianu A. (1991): Energy Management Systems: Operation and Control of Electric Energy Transmission Systems (Electric Energy Systems and Engineering Series). 1. Ed. Springer-Verlag, ISBN 3-540-52009-0. S. 83-106.

[Haq09] Haq E.; Rothleder M.; Moukaddem B. et al. (2009): Use of a grid operator training simulator in testing new real-time market of California ISO. *Power & Energy Society General Meeting, 2009. PES '09. IEEE*, 1-8.

[Hem85] Hemmaplardh K.; Cate E.G.; Hammond R.A. et al. (1985): Applications of Dynamic Models in Dispatcher Training Simulator and in Other System Dynamic Performance Studies. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-104, 6, 1349-1355.

[Hen07] Castro H.S.d. (2007): *Especificação funcional de simulador para treinamento de operadores de centros de controle de geração e transmissão*. UFMG - Universidade Federal de Minas Gerais. Dissertação de Mestrado.

[Iri92] Irisarri G.D.; Rafian M.; Miller B.N. et al. (1992): Heuristic Scenario Builder for power system operator training. *Proceedings of the IEEE*, 80, 5, 698-711.

[Jar12] Jardim J.; Oliveira V.; M. A. et al. (2012): Simulador dinâmico para treinamento de operadores. *Encontro para Debates de Assuntos de Operação - EDAO*.

[Jor05] Pereira J.M.A. (2005): *Especificação técnica de um simulador para treinamento de operadores aplicado aos centros de distribuição de energia*. UFMG - Universidade Federal de Minas Gerais. Dissertação de Mestrado.

[Kai90] Yung K.-M.; Lo K.; Cheng J.W. (1990): Operational experience on the China light and power company's system operation training simulator. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 5, 2, 521-530.

[Kam96] Kambale P.; Mackauer J.J. (1996): The dispatcher training simulator for Metropolitan Edison Company. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 11, 2, 898-904.

[Kol89] Kola V.; Bose A.; Anderson P.M. (1989): Power plant models for operator training simulators. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 4, 2, 559-565.

[Kur97] Kuruneru R.S.; Bose A. (1997): Feasibility study of transient stability analysis for operator training simulators. *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings-*, 144, 5, 510-514.

[Kyu94] Kyuwa S.; Yoshida T.; Yuasa S. et al. (1994): Operator Training Simulator with real-time transient stability analysis. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 9, 2, 721-729.

[Lag08] Lage F.R.; Pestana M.M.; Eloy F.S. (2008): Recomposição do sistema elétrico baseado em método de treinamento e sistema inteligente de apoio. *Encontro para Debates de Assuntos de Operação - EDAO*.

[Lat76] Latimer J.R.; Masiello R.D. (1976): A Dispatcher Training Simulator. *Proceedings of the Minnesota Power Conference*.

[Lat77] Latimer J.R.; Masiello R.D. (1977): Design of a Dispatcher Training System. *Proceedings of the Power Industry Computer Applications Conference*. S. 87-92.

[Lei07] Leite C.R.R.; de Oliveira J.J.R.; de Oliveira J.G. (2007): O uso de simuladores no treinamento de operadores da CHESF como ferramenta para disseminação de conhecimentos na operação do sistema elétrico. *II Seminário Internacional: Reestruturação e regulação do setor de energia elétrica e gás natural*.

[Lia74] Liacco T.E.D. (1974): Real-time computer control of power systems. *Proceedings of the IEEE*, 62, 7, 884-891.

[Mag04] Maghsoodlou F.; Masiello R.; Ray T. (2004): Energy management systems. *Power and Energy Magazine, IEEE*, 2, 5, 49-57.

[Man05] Manzoni A. (2005): *Desenvolvimento de um Sistema Computacional Orientado a Objetos para Sistemas Elétricos de Potência: Aplicação a Simulação Rápida e Análise de Estabilidade de Tensão*. UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Tese de Doutorado.

[Mas75] Masiello R.D.; Wollenberg B.F.; Stott B. (1975): Comments on "Review of load-flow calculation methods". *Proceedings of the IEEE*, 63, 4, 713-715.

[Mic07] Moreale M.d.S. (2007): *Técnicas para treinamento de operadores de sistema elétrico utilizando simulador com base na interface de tempo real*. UFSC - Universidade Federal de Santa Catarina. Dissertação de Mestrado.

[Mil93] Miller G.L.; Storey A.B.; Vadari S.V. et al. (1993): Experiences using the dispatcher training simulator as a training tool. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 8, 3, 1126-1132.

[Mol82] Molnar A.J. (1982): Dispatcher Training Course: Program, Facilities, and Support Requirements. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-101, 2959-2965.

[Mon79] Monticelli A.; Deckmann S.; Garcia A. et al. (1979): Real-Time External Equivalents for Static Security Analysis. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-98, 2, 498-508.

[Oli03] Oliveira J.J.R.; Lima L.C.; da Silva Neto C.A. et al. (2003): IT33 Sistema para treinamento e certificação de operadores no ambiente SAGE. *Simpósio de Automação de Sistemas Elétricos - SIMPASE*.

[Oli05] Oliveira J.J.R.; Lima L.C.; Pereira L.A.C. et al. (2005): Treinamento e certificação de operadores no sistema SAGE empregando o simulador EPRI/OTS. *Encontro Regional Ibero-Americano do CIGRÉ - ERIAC*.

[Ove95] Overbye T.J.; Sauer P.W.; Marzinzik C.M. et al. (1995): A user-friendly simulation program for teaching power system operations. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 10, 4, 1725-1733.

[Pod01] Podmore R.; Robinson M.; Bose A. (2001): Simulation environment for development and testing of plug compatible power system applications. *System Sciences, 2001. Proceedings of the 34th Annual Hawaii International Conference on*, 631-638.

[Pod08] Podmore R.; Robinson M.; Sadinsky M. et al. (2008): A virtual instructor for simulator training. *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, 1-8.

[Pod10] Podmore R.; Robinson M.R. (2010): The Role of Simulators for Smart Grid Development. *Smart Grid, IEEE Transactions on*, 1, 2, 205-212.

[Pod82] Podmore R.; Giri J.C.; Gorenberg M.P. et al. (1982): An Advanced Dispatcher Training Simulator. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-101, 1, 17-25.

[Pra88] Prais M.; Bose A. (1988): A topology processor that tracks network modifications. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 3, 3, 992-998.

[Pra89] Prais M.; Zhang G.; Chen Y. et al. (1989): Operator training simulator: algorithms and test result. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 4, 3, 1154-1159.

[Pra891] Prais M.; Johnson C.; Bose A. et al. (1989): Operator training simulator: component models. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 4, 3, 1160-1166.

[Raf96] Rafian M.; Sigari P.; Kirschen D. et al. (1996): Evaluating a restoration tool using Consolidated Edison's training simulator. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 11, 3, 1636-1642.

[Raj94] Rajagopal S.; Rafian-Naini M.; Lake J. et al. (1994): Workstation based advanced operator training simulator for Consolidated Edison. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 9, 4, 1980-1986.

[Ral12] Carvalho R.T.d. (2012): *Especificação funcional de simulador dinâmico para treinamento de operador*. UFRJ - Universidade Federal do Rio de Janeiro. Dissertação de Mestrado.

[Reg00] Kawakami R.M. (2000): *Um simulador do controle em tempo real de sistemas de energia elétrica*. UNICAMP - Universidade de Campinas. Dissertação de Mestrado.

[Rud98] Rudnick H.; De Franco N.; Hammons T.J. et al. (1998): Latin American deregulation processes. *Power Engineering Review, IEEE*, 18, 12, 10-23.

[Sai84] Saikawa K.; Goto M.; Imamura Y. et al. (1984): Real Time Simulation System Of Large-Scale Power System Dynamics For A Dispatcher Training Simulator. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-103, 12, 3496-3501.

[Sas75] Sasson A.M.; Snyder W.; Flam M. et al. (1975): Comments on "Review of load-flow calculation methods". *Proceedings of the IEEE*, 63, 4, 712-715.

[Sat82] Sato K.; Yamazaki Z.; Haba T. et al. (1982): Dynamic Simulation of a Power System Network for Dispatcher Training. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-101, 10, 3742-3750.

[Sha02] Shahidehpour M.; Yamin H.; Li Z. (2002): *Market Operations in Electric Power Systems:Forecasting, Scheduling, and Risk Management*. 1. Ed. Wiley-IEEE Press, ISBN 978-0-471-22412-9.

[Shi83] Shiota H.; Tamenaga Y.; Tsuji T. et al. (1983): Development of Training Simulator for Power System Operators. *Power Apparatus and Systems, IEEE Transactions on*, PAS-102, 10, 3439-3445.

[Sig93] Sigari P.; Rafian-Naini M.; Sluis K.J. (1993): Portable and affordable operator training simulators. *Computer Applications in Power, IEEE*, 6, 3, 39-44.

[Spa02] Spanel U.; Kreutz M.; Roggatz C. (2002): Simulator based operator training - ensuring quality of power system operation. *Power System Management and Control, 2002. Fifth International Conference on (Conf. Publ. No. 488)*, 371-376.

[Sta79] Stagg G.W.; El-Abiad A.H. (1979): *Computação Aplicada a Sistemas de Geração e Transmissão de Potência*. Guanabara Dois.

[Sto74] Stott B. (1974): Review of load-flow calculation methods. *Proceedings of the IEEE*, 62, 7, 916-929.

[Stu06] Stubbe M.; Promel F.; Van Meirhaeghe P. et al.: Training operators to acute system contingencies. *CIGRÉ 2006*, C2-301.

[Sus86] Susumago I.; Suzuki M.; Miyama K. et al. (1986): Development of a Large-Scale Dispatcher Training Simulator and Training Results. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 1, 2, 67-73.

[USF67] U.S. Federal Energy Commission (1967): *Final report on 1965 blackout*.

[Vad91] Vadari S.; Demaree K.; Hwang D. et al. (1991): An online implementation of transient stability in a dispatcher training simulator. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 6, 1, 135-144.

[Vad95] Vadari S.V.; Montstream M.J.; Ross H.B..J. (1995): An online dispatcher training simulator function for real-time analysis and training. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 10, 4, 1798-1804.

[Vad951] Vadari S.V.; Lubash D.J.; Morris L.W. et al. (1995): Training session evaluation-a system level perspective using a dispatcher training simulator. *Power Industry Computer Application Conference, 1995. Conference Proceedings., 1995 IEEE*, 107-114.

[Wai91] Waight J.G.; Nodehi K.; Rafian M. et al. (1991): An advanced transportable operator training simulator. *Power Industry Computer Application Conference, 1991. Conference Proceedings*, 164-170.

[Wai92] Waight J.G.; Nodehi K.; Bose A. et al. (1992): Transportable simulator trains control center operators. *Computer Applications in Power, IEEE*, 5, 2, 23-28.

[Wal08] Walve K.; Edstrom A.; Karlstrom L. (2008): Advanced dynamic simulations as an important aid to restoration studies and training. *Power and Energy Society General Meeting - Conversion and Delivery of Electrical Energy in the 21st Century, 2008 IEEE*, 1-4.

[Wal99] Walve K.; Edstrom A. (1999): The training simulator ARISTO-design and experiences. *Power Engineering Society 1999 Winter Meeting, IEEE*, 545-547.

[Wan94] Wang N.; Cheung R.; Wu G. et al. (1994): Simulation of the New York Power Pool for dispatcher training. *Power Systems, IEEE Transactions on*, 9, 4, 2063-2072.

[War49] Ward J.B. (1949): Equivalent Circuits for Power-Flow Studies. *American Institute of Electrical Engineers, Transactions of the*, 68, 1, 373-382.

[WuF05] Wu F.F.; Moslehi K.; Bose A. (2005): Power System Control Centers: Past, Present, and Future. *Proceedings of the IEEE*, 93, 11, 1890-1908.